

大型燃气-蒸汽 联合循环发电设备与运行： 电气分册

广东惠州天然气发电有限公司○编著



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

大型燃气-蒸汽联合循环发电 设备与运行：电气分册

广东惠州天然气发电有限公司 编著



机械工业出版社

本书以日本三菱公司和东方电气集团合作生产的 M701F3 型燃气-蒸汽联合循环发电机组为例,介绍了大型燃气-蒸汽联合循环机组主要电气设备和电气系统,并结合实际的运行经验,对主要电气设备和电气系统的结构及组成、运行操作方法、事故处理和运行经验等方面进行了重点介绍。全书共分 11 章,第一、二、四、五章着重介绍了联合循环发电机组的电气一次主设备的工作原理、性能结构、运行注意事项等方面内容,主要包括发电机、变压器、静态变频器、励磁系统及 220kV 电气主接线系统,第三章和第七章分别介绍了发变组、启备变保护及 220kV 线路及母差保护的构成、保护原理等,第八章和第九章重点介绍 UPS 系统及直流系统的设备组成、原理及操作,第十章主要介绍燃气-蒸汽联合循环发电机组的厂用 6kV 及 380V 系统相关的设备、操作以及配置的保护,第十一章针对电厂节能降耗采取的变频措施,着重介绍凝结水泵和闭冷水泵配置的高、低压变频装置。

本书适用于从事大型燃气轮机及其联合循环电厂中关于设计、调试、运行的技术人员、管理人员,可作为运行人员及相关生产人员培训教材,也可供高等院校电气类专业师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

大型燃气-蒸汽联合循环发电设备与运行. 电气分册/
广东惠州天然气发电有限公司编著. —北京:机械工业
出版社, 2013. 6 (2014. 8 重印)

ISBN 978-7-111-42242-6

I. ①大… II. ①广… III. ①燃气-蒸汽联合循环发
电-电气设备-介绍 IV. ①TM611. 31

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 080419 号

机械工业出版社 (北京市百万庄大街 22 号 邮政编码 100037)
策划编辑: 江婧婧 责任编辑: 江婧婧 版式设计: 潘蕊
责任校对: 肖琳 封面设计: 陈沛 责任印制: 刘岚
北京京丰印刷厂印刷

2014 年 8 月第 1 版第 2 次印刷

184mm × 260mm · 16 印张 · 1 插页 · 398 千字

3001—4000 册

标准书号: ISBN 978-7-111-42242-6

定价: 49.50 元

凡购本书,如有缺页、倒页、脱页,由本社发行部调换

电话服务

网络服务

社服务中心: (010) 88361066

教材网: <http://www.cmpedu.com>

销售一部: (010) 68326294

机工官网: <http://www.cmpbook.com>

销售二部: (010) 88379649

机工官博: <http://weibo.com/cmp1952>

读者购书热线: (010) 88379203

封面无防伪标均为盗版

大型燃气-蒸汽联合循环发电设备与运行

编 委 会

主 任 范云滩

副 主 任 林书敏 聂 伟 丁建华 蔡青春 李三强

委 员 姜 建 邓小明 黄湛勋 周 科 刘 斌
薛少华

大型燃气-蒸汽联合循环发电设备与运行：电气分册
编 写 人 员

主 编 蔡青春

副 主 编 刘 斌 牛 勇

参编人员 关国杰 宁 波 王 一 谭 活

《大型燃气-蒸汽联合循环发电设备与运行》

序

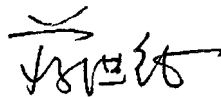
燃气-蒸汽联合循环发电技术由于具有热效率高、建设周期短、单位容量投资费用低、占地少、污染物排放量少等优点，自 20 世纪 80 年代以来，在世界很多国家得到了广泛应用。伴随我国天然气“西气东输”工程的建设 and 外国液化天然气（LNG）的引进，进入 21 世纪，燃气轮机及其联合循环发电也日益成为我国电力系统的重要组成部分。其中，燃气-蒸汽联合循环发电得到了广泛应用。当前，随着世界范围内人们对环保质量要求的提高，以燃烧洁净燃料天然气为主的燃气轮机及其联合循环发电技术将会迎来更大的发展。

广东惠州天然气发电有限公司（即惠州 LNG 电厂）是国家以“市场换技术”政策，通过项目捆绑招标引进日本三菱公司与东方电气集团合作生产的 M701F3 型燃气-蒸汽联合循环机组的设备，首批建成投产运行的 F 级燃气-蒸汽联合循环电厂。自电厂成立以来，荣获诺诚（NOSA）安健环综合管理系统五星级评定、中国电力优质工程奖、国家优质工程银质奖、全国电力行业标准化良好行为 AAAA 级单位、全国电力行业卓越绩效质量奖等众多国家及行业荣誉。

自电厂投产以来，广东惠州天然气发电有限公司就对技术资料进行了广泛、深入地研究，并结合多年积累的安裝、调试、运行、检修、维护经验，组织技术骨干编写了大量的培训资料，同时培养了一只优秀的内训师队伍，并承接了包括白俄罗斯明斯克五号电站、中海油莆田燃气电厂等国内外多家电厂的岗前培训任务。同时，经过多年的生产运营，积累了大量的大型联合循环发电机组实际运行经验。在此基础上，鉴于我国目前对大型燃气-蒸汽联合循环电站编写的专业书籍甚少，特别是针对大型燃气-蒸汽联合循环电站运行人员的培训教材尤其缺乏，广东惠州天然气发电有限公司本着总结技术、深入钻研、不断提高的宗旨，践行“行业标杆、育才基地”的企业使命，组织编写了《大型燃气-蒸汽联合循环发电设备与运行》丛书。

本丛书内容深入浅出，主要内容涵盖大型燃气-蒸汽联合循环电站设备及运行的方方面面，对电厂机务和电气的主设备和分系统方面的知识进行详细地阐述，并侧重于大型联合循环机组的实际运行经验、典型事故处理等方面内容的经验积累和总结。丛书凝结了广东惠州天然气发电有限公司技术骨干和专业技术人员的心血和智慧，希望能为大型燃气-蒸汽联合循环电厂运行人员及相关生产人员提供一套集基本理论知识、系统设备、机组实际操作、典型事故处理及培训为一体的实用性较强的教材；同时也希望能够为我国大型燃气轮机的设计制造、应用能力的提高，贡献一份力量。

中国工程院院士



前 言

随着燃气轮机技术的日益成熟、天然气资源的进一步开发和应用，以及人们对环境保护的重视，大型燃气轮机及其联合循环发电近年来在我国得到了蓬勃发展，已经逐渐成为我国电力工业的一个重要组成部分。

为适应 F 级燃气-蒸汽联合循环电站建设及技术快速发展的需要，同时鉴于我国目前针对大型燃气-蒸汽联合循环电站运行人员培训的专业书籍甚少，广东惠州天然气发电有限公司组织技术力量，编写了丛书《大型燃气-蒸汽联合循环发电设备与运行》，分《机务分册》和《电气分册》。本书为其中的《电气分册》。

本书为电气分册，内容着重于对燃气-蒸汽联合循环发电的各电气设备和系统进行阐述。书中以三菱公司与东方电气集团合作生产的 M701F3 燃气-蒸汽联合循环发电机组电气设备为例，介绍了整个联合循环电厂主要电气设备和电气系统，并结合实际的运行经验，对主要电气设备和电气系统的结构及组成、运行操作方法、事故处理和运行经验等方面进行了重点介绍。全书共分 11 章，第一、二、四、五、六章着重介绍了联合循环发电机组的电气一次主设备的工作原理、性能结构、运行注意事项等方面内容，主要包括发电机、变压器、静态变频器、励磁系统及 220kV 电气主接线系统，第三章和第七章分别介绍了发变组、启备变保护及 220kV 线路及母差保护的构成、保护原理等，第八、九章重点介绍 UPS 系统及直流系统的设备组成、原理及操作，第十章主要介绍燃气-蒸汽联合循环发电机组的厂用 6kV 及 380V 系统相关的设备、操作以及配置的保护，第十一章针对电厂节能降耗采取的变频措施，着重介绍凝结水泵和闭冷水泵配置的高、低压变频装置。

本书由广东惠州天然气发电有限公司负责编写，本册主编为蔡青春同志，副主编为刘斌和牛勇同志，由牛勇同志负责本书的总体协调和汇总，由姜建、牛勇同志负责审稿工作。参与编写的人员有：牛勇、关国杰、宁波、王一和谭活等。

在本书编写的过程中，作者参阅了大量国内外相关的学术著作、论文和工作报告，参考了许多相关专业图书和资料，甚至引用或介绍了其中部分论述和观点，在此特致感谢。

由于作者水平有限，书中难免有不少错误和不足之处，恳请广大读者批评指正。

作 者

2013 年 4 月

目 录

序

前言

第一章 发电机	1
第一节 发电机系统介绍	1
一、发电机的基本原理	1
二、发电机的分类和特点	1
三、发电机的结构组成	2
四、发电机的监测系统	8
第二节 发电机的运行与维护	9
一、发电机的正常运行方式	9
二、发电机投运前的准备和检查	11
三、发电机的同期并列	12
四、发电机运行中的检查监视	13
第三节 发电机出口断路器	14
一、发电机出口断路器概述	14
二、GCB 的构成	14
第四节 自动发电量控制及一次调频	18
一、概述	18
二、AGC 系统	18
三、一次调频系统	19
四、调频过程分析	21
五、一次调频的投退规定	22
第五节 运行经验分享	23
一、轴承测点异常	23
二、发电机漏氢事件	23
三、发电机端部振动模态试验不合格	24
四、发电机出口断路器油泵起动频繁	24
五、谐波干扰造成发电机出口 PT 烧毁或一次熔丝熔断	25
六、发电机直阻变大处理	26
七、GCB 冷却风扇工作异常	26
八、一次调频动作不合格事件	26
第二章 变压器	28
第一节 电力变压器概述	28
一、变压器的工作原理与结构	28
二、干式变压器	35
三、惠州 LNG 电厂配置的主要变压器及	

其技术规范

第二节 变压器的运行与维护	37
一、变压器中性点运行方式及规定	37
二、变压器的绝缘规定	38
三、220kV 变压器有载调压分接开关操作的有关规定	38
四、变压器无载调压抽头有关规定	39
五、油浸式变压器早期故障在线监测仪有关规定	39
六、主变冷却器的运行方式和规定	39
七、变压器正常运行中的监视与维护	40
八、变压器投入运行前的准备	41
第三节 变压器的倒闸操作	42
一、变压器的操作与并列运行的一般规定	42
二、变压器停送电倒闸操作的一般规定	43
三、主变和厂高变停电的典型操作	44
四、主变和厂高变受电的典型操作	45
第四节 变压器异常运行及事故处理	46
一、变压器应立刻停止运行的几种情况	46
二、变压器常见异常和故障处理	46
第五节 运行经验分享	50
一、两班制联合循环电厂主变冷却器的控制系统 PLC 节能改造经验	50
二、强油循环风冷变压器冷却器故障处理	51
三、电网直流偏磁导致主变运行声音异常	51
四、利用红外热成像仪发现主变引线接头松动	52
第三章 发变组保护及启备变保护	53
第一节 概述	53
一、发电机及变压器故障类型及保护简介	53
二、发变组保护装置介绍	55
三、启备变保护装置介绍	55
第二节 保护配置	55

一、发变组保护配置	55	第五节 运行经验分享	104
二、启备变保护配置	59	一、多次选择、复归#1 SFC 时发生	
第三节 保护原理及判据	60	故障	104
一、发电机保护	60	二、SFC 逻辑设置缺陷导致机组选择	
二、变压器保护	71	失败	106
三、发变组其他保护	76	三、转子位置传感器引起 SFC 故障	107
第四节 保护装置运行与维护	78	四、励磁变低压侧开关拒动导致 SFC 选择不成	
一、发变组保护装置运行与维护	78	功	109
二、启备变保护装置运行与维护	79	第五章 励磁系统	110
第五节 压板投退清单	80	第一节 励磁系统概述	110
一、发变组保护装置压板投退清单	80	一、励磁的主要作用	110
二、启备变保护装置压板投退清单	83	二、励磁方式的分类	110
三、压板投入前的规定	85	三、励磁系统的组成	110
第六节 运行经验分享	85	四、励磁系统的软件功能	112
一、转子两点接地保护动作	85	第二节 励磁系统的运行与维护	114
二、#1 厂高变压力释放保护动作导致#1		一、励磁系统的操作	114
主变、#1 厂高变跳闸	86	二、励磁系统的控制模式	116
三、发电机-变压器保护的部分非电气量		三、励磁系统运行中的监视和维护	117
保护装置出口由跳闸和发信改为只		第三节 AVC	118
发信	86	一、概述	118
四、#1 主变受电过程中保护动作跳开其		二、工作原理	118
高压侧开关	87	第四节 励磁系统事故处理	120
五、增加主变高压侧开关失灵保护联跳厂		一、发电机励磁系统不能正常升压	120
高变低压侧开关及发电机出口开关的		二、发电机组失磁	120
保护	87	第五节 运行经验分享	121
第四章 静态变频器 (SFC) 系统	88	一、励磁系统功率柜风扇电源切换继电器	
第一节 SFC 系统介绍	88	异常, 造成励磁系统故障	121
一、SFC 系统作用	88	二、励磁变三相绕组温度偏差大	121
二、SFC 系统结构	88	三、系统电压异常导致机组无法并网	121
三、SFC 启动发电机接线图	89	四、AVC 误调节引起 SFC 故障	122
四、SFC 系统主要参数	89	第六章 220kV 电气主接线系统	123
五、SFC 系统工作原理	90	第一节 220kV 电气主接线介绍	123
六、SFC 运行时需要投入的保护	96	一、概述	123
第二节 SFC 系统运行方式	97	二、惠州 LNG 电厂电气主接线的接线	
一、SFC 启动过程	97	方式	123
二、SFC 控制方式	98	第二节 惠州 LNG 电厂 220kV GIS 的基本	
第三节 SFC 系统运行监视	98	参数和结构原理	125
一、SFC 系统启动	98	一、220kV GIS 的基本参数	125
二、SFC 系统运行监视	100	二、220kV GIS 的结构原理	127
三、SFC 系统停运	101	第三节 SF ₆ 气体特性	141
第四节 SFC 系统事故处理	101	一、概述	141
一、SFC 故障处理原则	101	二、成分指标	141
二、SFC 常见故障处理	103	三、技术参数	141

四、安全防范措施	142	三、UPS 运行操作	175
第四节 220kV GIS 的典型操作	142	四、UPS 运行规定	177
一、220kV GIS 操作的基本原则	142	第四节 UPS 系统事故处理	178
二、220kV GIS 典型操作	143	一、UPS 系统常见故障	178
三、220kV GIS 操作的注意事项	144	二、UPS 系统故障处理	179
第五节 220kV GIS 的运行与维护	145	第五节 运行经验分享	180
一、220kV 电气主接线系统的日常巡视		一、某电厂在给 UPS 恢复送电过程中	
检查	145	UPS 主机无法启动	180
二、220kV GIS 异常情况处理	146	二、UPS 板卡元件故障	181
第六节 运行经验分享	149	三、集控楼并机 UPS 的蓄电池充电时，	
一、线路重合闸频繁动作	149	两台 UPS 主机故障停电	182
二、线路避雷器泄漏电流值异常超标	149	第九章 直流系统	183
三、三工位隔离开关和接地开关		第一节 直流系统概述	183
设计	150	一、直流系统的作用和主要设备	183
第七章 220kV 线路保护及母差保护 ..	151	二、惠州 LNG 电厂重要直流系统的接线	
第一节 220kV 线路保护介绍	151	方式和主要负载	183
一、220kV 线路保护配置原则及情况	151	三、蓄电池的结构和工作原理	184
二、220kV 线路保护的相关定义	151	四、整流充电设备的工作原理	188
三、220kV 线路保护原理简介	151	五、直流系统的监控模块和绝缘监测仪、	
四、220kV 线路重合闸	152	电池巡检仪	189
第二节 220kV 母线保护	153	第二节 直流系统运行方式	191
一、母线保护的配置	153	一、惠州 LNG 电厂直流系统正常运行方式及	
二、母线保护原理介绍	154	运行规定	191
三、母线保护装置的运行与维护	160	二、直流系统正常运行的检查	193
第三节 220kV 线路保护及母线保护压板		三、直流系统的倒闸操作	193
投退清单	163	第三节 直流系统事故处理	194
一、220kV 线路保护压板投退清单	163	第四节 运行经验分享	196
二、220kV 母线保护压板投退清单	165	一、直流系统接地故障	196
第四节 运行经验分享	167	二、直流正极、负极接地运行的危害	
一、重合闸装置的单重时间和三重时间		实例	196
必须分开整定	167	第十章 厂用电系统	198
二、沟通三跳压板的功能	167	第一节 厂用电的接线方式和运行方式	
三、关于 220kV 继电保护的一些规定	168	概述	198
第八章 UPS 系统	169	一、概述	198
第一节 UPS 系统介绍	169	二、厂用电的接线方式	199
一、UPS 系统概述	169	三、厂用电的运行规定	200
二、UPS 系统主要设备简介	171	第二节 6kV 厂用电系统	201
第二节 UPS 系统运行方式	172	一、6kV 厂用电快切装置	201
一、单机运行方式	172	二、VD4 型 6kV 真空小车开关结构和	
二、并机运行方式	172	原理	204
第三节 UPS 系统操作与维护	173	三、6kV 母线的保护配置分析	207
一、主机柜操作	173	第三节 380V 常用开关结构原理	209
二、旁路柜操作	175	一、380V MT 型空气断路器结构	

原理	209	三、电气开关切忌野蛮操作	235
二、塑壳式断路器	210	四、柴油发电机蓄电池老化导致柴油	
第四节 厂用电动机	211	发电机起动失败	235
一、电动机分类	211	第十一章 变频器	236
二、型号及主要参数	214	第一节 变频器介绍	236
三、电动机保护配置	215	一、变频器的工作原理	236
四、电动机测绝缘的标准	219	二、变频器的基本组成	236
第五节 保安电源系统	220	三、变频器的主要类型	236
第六节 厂用机械联锁装置	225	第二节 惠州 LNG 电厂应用的变频器	
一、概述	225	介绍	237
二、6kV/380V 干式变压器接地机械联锁		一、高压变频器的结构组成	238
系统	226	二、变频器的性能特点	239
三、6kV 母线接地机械联锁系统	226	三、冷却方式	239
四、6kV 电动机开关柜机械联锁系统	226	第三节 变频器的运行与维护	240
五、220kV 主变接地机械联锁系统	226	一、变频器的正常运行方式	240
六、220kV 启备变接地机械联锁系统	227	二、变频器正常运行时的监视和检查	
七、发电机机端接地机械联锁系统	227	维护	240
八、备用钥匙和特殊钥匙说明	227	第四节 变频器的常见故障处理	241
第七节 厂用电的事故处理	227	第五节 运行经验分享	243
一、厂用电系统故障处理的一般原则	227	一、功率模块故障造成#1 机凝结水泵 A	
二、常见的厂用电系统故障及其处理		变频装置跳闸	243
方法	228	二、集装箱式变频室冷却系统	243
第八节 运行经验分享	234	三、节能改造设计思路	244
一、6kV 接地故障的处理实例	234	参考文献	245
二、热力配电段失电可能引起热控			
保护动作	235		

第一章 发 电 机

第一节 发电机系统介绍

一、发电机的基本原理

转子绕组通以直流励磁电流，建立励磁磁场，当转子旋转时，磁场随轴一起旋转并顺次切割定子各相绕组，由于定子绕组与励磁磁场之间的相对切割运动，定子绕组中将会感应出大小和方向按周期性变化的三相对称交流电源。

二、发电机的分类和特点

（一）发电机的分类

发电机的分类方法有很多。

1) 按工作原理不同进行分类，可分为同步发电机和异步发电机。异步发电机较少使用，目前被广泛使用的大型发电机都是同步发电机。

2) 按原动机不同进行分类，可分为汽轮发电机、水轮发电机、燃气轮发电机、柴油发电机等。

3) 按冷却介质不同进行分类，可分为空冷发电机、氢冷发电机和水冷发电机。水冷发电机冷却效果最好，但运行要求高。

以惠州 LNG 电厂为例，该厂三台机组均采用了 QFR-400-2-20 型发电机，为全氢冷同步汽轮发电机，额定功率为 400MW。

（二）全氢冷发电机的特点

用氢气作为冷却介质的氢内冷发电机或常规氢外冷发电机有如下优点：

1) 氢气的密度比空气小，氢冷发电机可降低风摩损耗和通风损耗，这是因为风摩损耗和通风损耗与冷却气体的密度成比例。

2) 氢气有更大的导热系数和表面散热系数，因此氢冷发电机单位体积的有效材料的输出功率比空冷大，发电机的最大有效输出功率也更大。

3) 氢冷发电机定子机座是密封结构，氢气在机内循环，这样避免了灰尘和水汽进入发电机内部，降低了检修和维护费用。

4) 由于与氧气和水汽隔绝，发电机绝缘系统更不容易发生电晕，同时一旦发生电晕，也不会产生臭氧损害绝缘，因此延长了定子线棒的寿命。

5) 氢气密度小，同时采用密闭通风系统，可降低发电机噪声。

6) 氢冷发电机可方便地用于室外布置。

（三）同步发电机的基本特性

同步发电机的基本特性有五种：空载特性、短路特性、负载运行特性、外特性和调整特

性。其中表征同步发电机性能的主要是空载特性、短路特性和负载运行特性，利用它们可以测定发电机的基本参数，是电机设计、制造的主要技术数据。

1. 空载特性

发电机不接负载时，电枢电流为零，称为空载运行。此时电机定子的三相绕组只有励磁电流 I_f 感生出的空载电动势 E_0 （三相对称），其大小随 I_f 的增大而增大。但是，由于发电机磁路铁心有磁饱和现象，所以两者不成正比。反映空载电动势 E_0 与励磁电流 I_f 关系的曲线称为同步发电机的空载特性曲线，如图 1-1 所示。

利用空载特性曲线可以判断转子绕组有无匝间短路，也可判断定子铁心有无局部短路，如有短路，该处的涡流去磁作用也将使得励磁电流增大。

2. 短路特性

发电机在额定转速下，定子三相稳态短路时，电枢短路电流 I_k 与励磁电流 I_f 之间的关系曲线称为同步发电机的短路特性曲线，如图 1-2 所示。

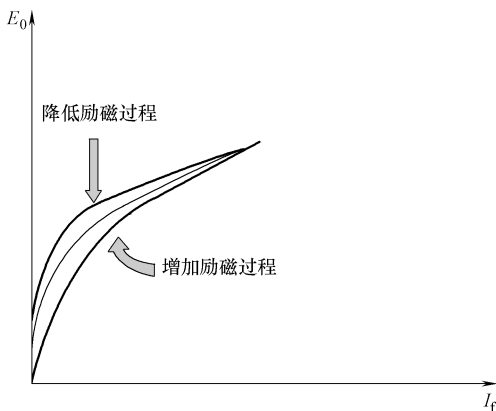


图 1-1 同步发电机的空载特性曲线

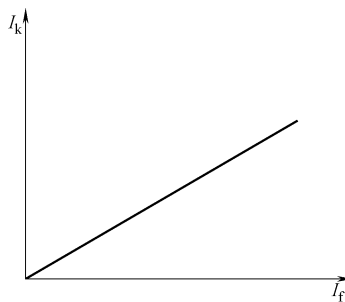


图 1-2 同步发电机的短路特性曲线

如图 1-2 所示短路特性为一条直线，利用它可以判断转子绕组有无匝间短路，若存在短路，由于匝数的减少，短路特性曲线也会降低。此外，发电机的同步电抗、短路比计算都需要利用短路特性。

3. 负载运行特性

当电枢电流 I 及功率因数 $\cos\varphi$ 均为常数时，端电压 U 与励磁电流 I_f 之间的关系曲线称为负载特性曲线。

三、发电机的结构组成

发电机通常由定子、转子、端盖、机座及轴承等部件构成。同步发电机剖面图如图 1-3 所示。

（一）发电机的定子

发电机的定子由机座、定子铁心、定子绕组、端盖等部件组成。

1. 定子通风

定子采用单风区全径向通风。

冷却气体在铁心两端从定子线棒端部和转子护环之间进入气隙，再沿径向经过铁心风道

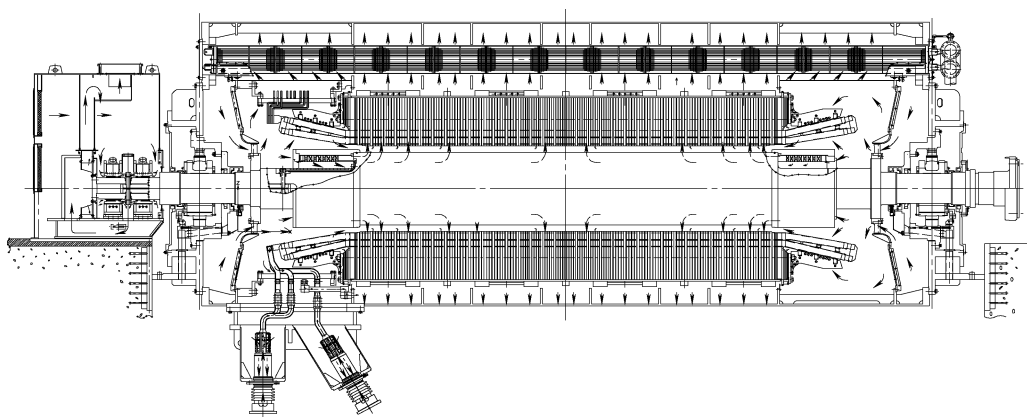


图 1-3 同步发电机剖面图

流入铁心背部。

冷却气体冷却铁心和定子线棒后进入沿轴向布置在机座顶部的冷却器，冷却后由转轴两端的轴流风扇鼓入发电机内部再次循环。

2. 定子机座、隔振结构和端盖

定子机座的主要作用是支撑和固定定子铁心和定子绕组，机座材料采用轧制焊接钢板，机座外皮采用大尺寸的整板下料以减少焊缝，使机座具有良好的气密性同时能够承受氢爆产生的压力，在结构上还要满足发电机的通风和密封要求。

为了防止转子磁极和定子铁心之间的磁拉力所导致的铁心倍频振动传递到机座和基础上，定子铁心和机座间采用弹性隔振结构。

弹性隔振结构在铁心径向具有一定的柔性，在切向可以支撑铁心的重量和承受短路力矩。弹性隔振由 8 块立式弹簧板构成，弹簧板上部与内定子把合，下部与机座焊接，如图 1-4 所示。

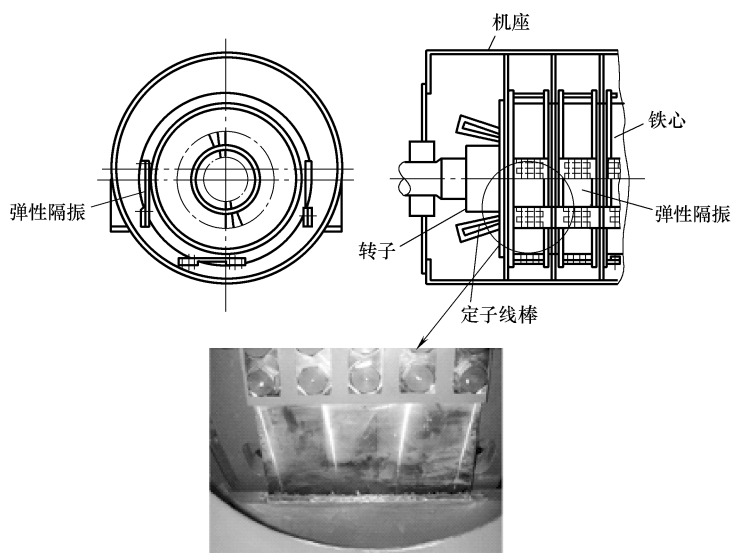


图 1-4 同步发电机弹性隔振结构

3. 定子铁心

定子铁心采用低损耗硅钢片。将扇形片冲制和涂漆后叠压成定子铁心，如图 1-5 所示。定子铁心由外圆的定位筋和铁心中部的穿心螺杆压紧成牢固的整体。

4. 定子线圈

发电机的定子线圈为单匝线圈，为了降低涡流损耗，线棒由多股双玻璃丝包扁铜线构成，股线进行罗贝尔换位，如图 1-6 所示。股线胶化成形后，表面包主绝缘。

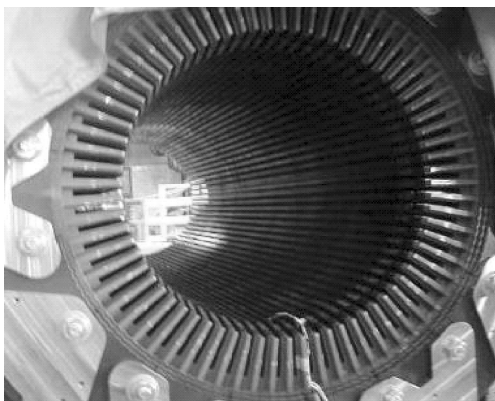


图 1-5 同步发电机定子铁心



图 1-6 同步发电机定子线圈

5. 出线套管

在机座下方有 6 个出线套管，其中 3 个出线端，3 个中性点。定子电流在发电机集电环侧经定子引线、出线套管、离相封闭母线到变压器。定子出线套管为氢内冷瓷套管。

以每个出线瓷套端子为中心，从出线盒向下吊装着若干组穿心式电流互感器（Current Transformer，简称 CT），分别提量给测量仪和继电保护使用。

（二）发电机的转子

发电机的转子主要由转子铁心、励磁绕组（转子线圈）、护环、风扇等组成。

1. 转子通风

冷却气体从中心环和转轴之间的空隙进入护环下的区域。一部分进入由端部垫块形成的 S 形风道表面冷却转子线圈端部，经大齿甩风槽进入气隙。

转子铜线底部设有轴向风道，气体从转子本体两端进入槽底风道后沿轴向向转子中部流动，经铜线径向风孔冷却铜线后进入气隙，再进入定子铁心径向风道。同步发电机转子通风结构见图 1-7。

2. 转轴

转轴由 Ni-Cr-Mo-V 合金钢整体锻造而成。如图 1-8 所示，在转轴本体大齿中心沿轴向均匀地开了多个横向月形槽，又在励端轴柄的小齿中心线上开有两条均衡槽，以均衡磁极中心线位置的两条磁极引线槽。这些都是为了均匀转轴上正交两轴线的刚度，从而降低倍频振动。在大齿上开有阻尼槽，使发电机在不平衡负载时可以减少在横向槽边缘处的阻尼电流和由此引起的在尖角处的温度急剧升高，有效地提高了发电机承受负序的能力。

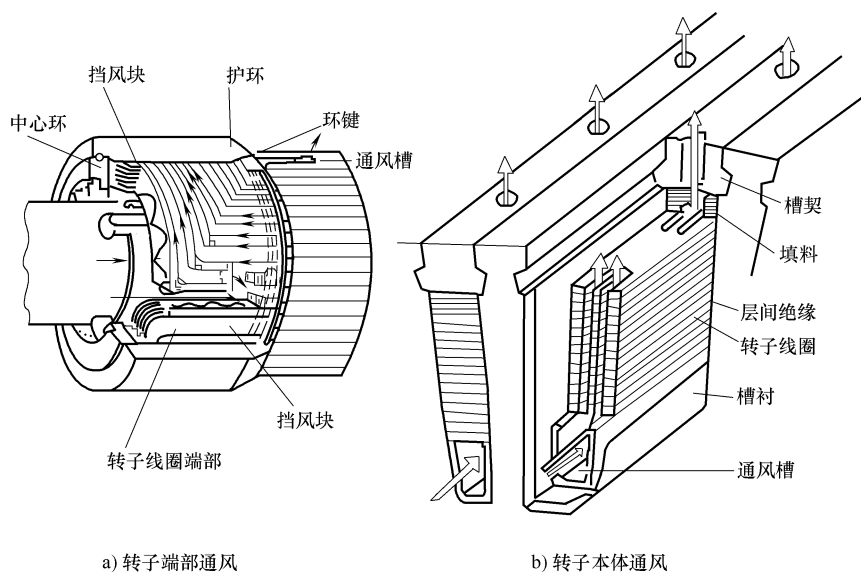


图 1-7 同步发电机转子通风结构图

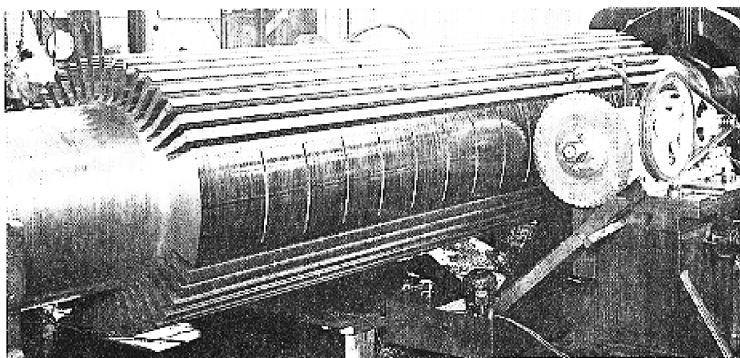


图 1-8 转轴本体

3. 转子绕组

转子绕组采用具有良好机械性能和抗蠕变性能的含银铜线。转子绕组匝间垫条和绕组主绝缘分别采用环氧玻璃布板和玻璃坯布——NOMEX 纸槽衬。转子绕组端部运行时承受很大的离心力，同时负载变化时铜线发生轴向伸缩，护环内壁装有在高温下具有良好机械性能和绝缘性能的绝缘筒，端部绕组匝间垫有高机械强度的绝缘垫条。转子绕组在槽内用高强度的合金钢和铍青铜槽楔固定，见图 1-9。

4. 护环

护环对转子绕组端部起着固定、保护、防止变形的作用，承受着转子的弯曲应力、

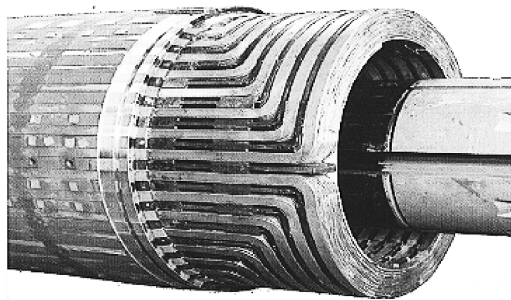


图 1-9 转子绕组

热套应力和绕组端部及本身的巨大离心力。护环如图 1-10 所示。



图 1-10 护环

护环热套在转轴上，用环键固定。转子绕组端部被套在护环下，保证运行时绕组端部与直线部分间的径向相对变形最小。

护环绝缘内表面与铜线接触的部分设有滑移层，这种结构允许转子绕组在轴向无约束地热膨胀，避免附加应力。

为了减少转子端部的漏磁损耗，护环采用非磁性材料。

5. 风扇

转轴两端设有两个轴流式风扇。风叶材料为耐腐蚀铝合金，按相关规范对风叶作全部可靠性检测，如 X 光探伤等。风叶固定在风扇座环上，风扇座环材料为 Ni-Cr-Mo 合金钢，热套在转轴上。风扇及风扇座如图 1-11 所示。

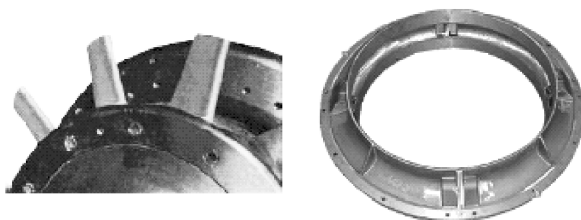


图 1-11 风扇及风扇座

(三) 端盖、轴承、集电环和氢冷器

1. 端盖

端盖采用焊接结构，把合在定子机座上。端盖径向焊有筋板，具有足够的刚性。端盖中装有轴承、挡油盖、油密封等部件。为防止气体泄漏，端盖与机座的把合面上有密封条。端盖如图 1-12 所示。

2. 轴承

发电机采用可倾瓦轴承，保证运行时轴承具有较高的稳定性和较低的瓦温。

轴瓦下半部分由带球面座的下瓦套组成，下瓦套内圆垂线中心线两侧位置有两个可倾斜的瓦块。下瓦套的球面座可使轴承具有自调心功能。

下半瓦由铜质瓦块和钢制瓦座把合而成，瓦块内圆浇钨金以支撑轴颈。上半瓦设有泄油沟，结构与常规椭圆轴承相同。

轴颈表面要求超精加工，可增加轴承承载能力，维持可靠的润滑。轴承如图 1-13 所示。

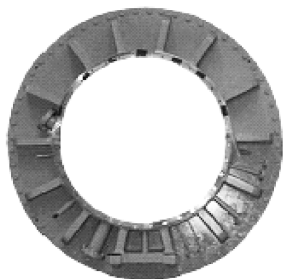


图 1-12 端盖

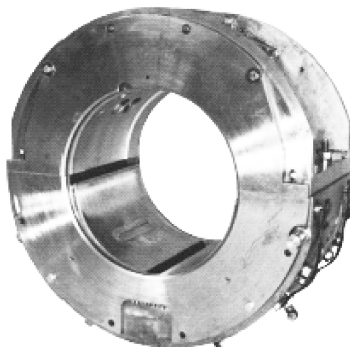


图 1-13 轴承

3. 轴电流保护装置

为了防止轴电流，在轴承顶部与端盖用镶块绝缘；在轴承底部，轴承套和轴承配合面之间装有绝缘板，然后用绝缘螺栓固定。

除此之外，在所有可能导通轴电流部位都装有绝缘，如集电环、密封座与端盖之间，密封座和油管之间，油密封与端盖之间。所有部件都有足够的爬电距离，防止泄漏电流。镶块绝缘如图 1-14 所示。

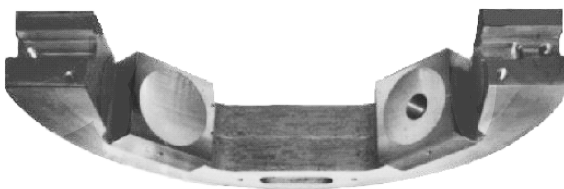


图 1-14 镶块绝缘

4. 密封座

密封座装在轴承内侧防止机座沿着转轴漏氢。

如图 1-15 所示，当密封油的压力大于机座内的压力时，密封油被压入密封瓦的槽里，通过密封瓦与转轴的间隙流到氢侧（机座内侧）和空气侧（机座外侧），这样可以防止氢气从机内泄漏。

5. 集电环

集电环材料是工具钢，表面螺旋型凹槽可以使集电环与电刷均匀接触。凹槽可以帮助空气逸出，这样由于转轴高速运转而在集电环表面产生的高压气体就不会阻止电刷和集电环之间的良好接触。转子中心孔两端被堵上，但在集电环侧留有一个供实验用的孔，这样就可以对导电螺钉做泄漏实验。

风扇解决了集电环表面和密封罩里的通风和冷却问题。集电环套在转轴上，

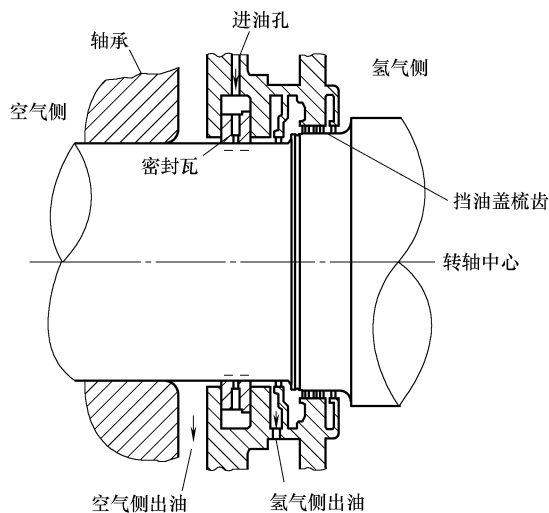


图 1-15 密封座

在两者之间有绝缘套筒。集电环如图 1-16 所示。

集电环与转子绕组之间通过导电螺钉以及中心孔里的导电杆连接。导电螺钉有锥形螺纹与导电杆连接，而螺纹部分被拧入导电杆体，接触紧密。两套导电螺钉配有合成橡胶垫圈可以防止机内气体通过中心孔泄漏。

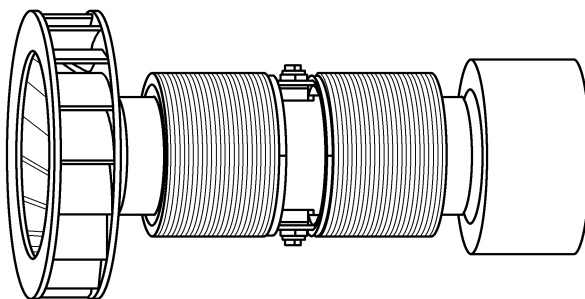


图 1-16 集电环

6. 氢冷器

冷却器放在发电机顶部。如图 1-17 所示，冷却器由套片式的水管组成。冷却器组成部分有前后水箱、套片、冷却水管和外壳。套片材料是海军铜。

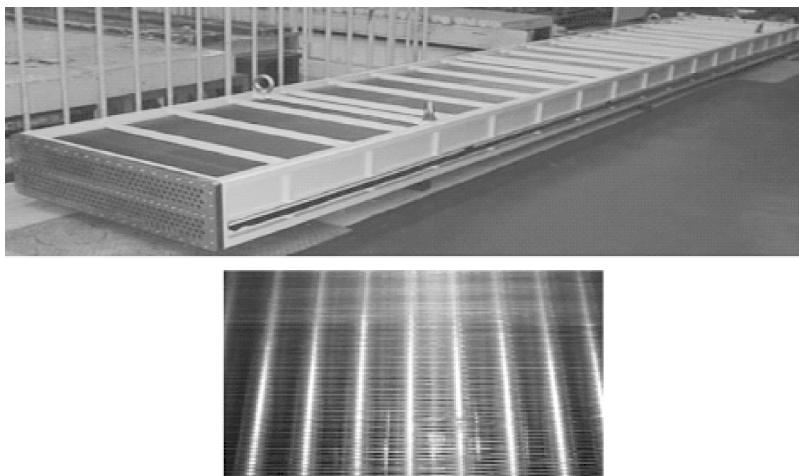


图 1-17 氢冷器

四、发电机的监测系统

发电机的监测包括温度测量、振动测量、氢气湿度测量和发电机局放监测等。

(一) 定子铁心温度监测

在定子边段铁心的齿顶和扼中、压指及磁屏蔽上设置热电偶，监视定子铁心温度。

(二) 定子绕组温度监测

在近汽端定子槽部上下层线棒之间埋置电阻测温元件，监测定子绕组温度。

(三) 氢冷器冷却水总进水温监测

在氢冷器的总出水管上设有热电偶元件，其测量信号送至集散控制系统（Distributed

Control System, DCS)。

(四) 氢冷器的氢温监测

在汽端和励端冷却器内冷氢侧和热氢侧各设置一个测温元件，其测量信号送至 DCS。

(五) 轴承温度监测

在汽、励两端的下半轴承可倾瓦块内各设有一个热电偶，监视轴瓦温度；在汽、励两端的轴承回油管也设有热电偶检测实时温度；这两个信号均送至 DCS。

(六) 轴系振动监测

在汽、励两端的轴承外挡油盖上各设一个非接触式拾振器，测量转子轴颈振动，其测量数据均送至 DCS。

(七) 机内氢气的参数

发电机配备了一套氢气干燥器，可以有效地控制发电机内氢气的湿度。配置一套在线氢气纯度/露点仪，可直观地反映机内氢气的纯度和露点。

第二节 发电机的运行与维护

一、发电机的正常运行方式

(一) 正常运行方式

1. 额定运行方式

发电机按照铭牌规定数据运行的方式，称为额定运行方式。发电机可以在这种方式下或在容量限制曲线的范围内长期连续运行。

发电机额定方式下的长期运行，主要是受机组的发热情况限制。发电机各部分的允许温升规定见表 1-1。

表 1-1 氢冷电机的温升限制

氢冷电机的温升限制					
部件	测量方法	氢压/MPa	冷氢温度/℃	温升/℃	温度限值/℃
定子绕组	埋置检温计	0.4	36	64	100
转子绕组	电阻法	0.4	36	84	120
定子铁心	热电偶	0.4	36	74	110

注：在氢压为 0.4MPa 的情况下，考虑到冷却水温和氢气冷却器尺寸将基本的环境温度（冷氢温度）设定为 36℃，如果在实际运行中，冷氢温度降低 5℃，那么温升限制相应提高 5℃。

2. 发电机容量限制曲线

下图 1-18 所示曲线是在冷却水温为 26℃ 时画出的，分别是氢压为 0.4MPa、0.3MPa、0.2MPa 时的发电机运行容量。

发电机容量曲线给出了在不同功率因数条件下的负载限制，其目的是为了控制定、转子绕组及定子铁心中最热点的温度。

在功率因数 0.0（过励）至额定功率因数范围内运行是受转子绕组的温度限制，相应于恒转子电流运行，见图中 a 部分。

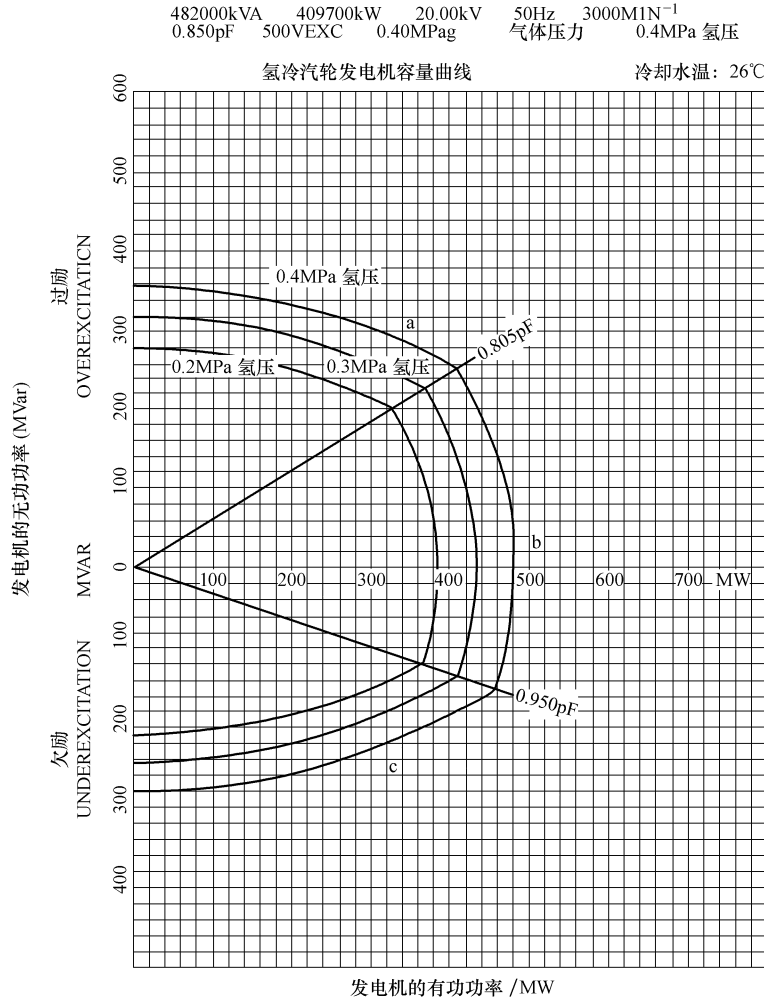


图 1-18 发电机容量限制曲线

功率因数在额定功率因数至 0.95（欠励）范围内的负载是由定子绕组的温度所限制的。在这段曲线区域内运行，定子电流恒定不变，转子电流将随负载及功率因数的变化而变化，但其值始终小于额定励磁电流值，见图中 b 部分。

运行在功率因数 0.95（欠励）至 0.0（过励）范围内，其限制条件为定子边端、铁心端部结构件的发热及励磁系统对在低励时的稳定性要求。见图中 c 部分。

注意：在正常运行时，发电机不允许超过铭牌的额定数据运行。

3. 电压、频率允许的变动范围

电压、频率偏差范围如图 1-19 所示。

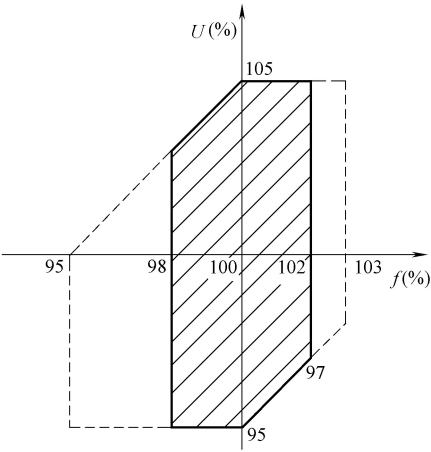


图 1-19 电压、频率偏差范围

(二) 异常运行

1. 短时过载能力

在事故状态下, 发电机允许定子绕组在短小时内过载运行, 满足如下公式:

$$(I^2 - 1)t = 37.5s \quad (1-1)$$

式中 I ——定子额定电流的倍数 (%) ;

t ——可允许过电流时间 (s)。

注: 在上述过电流工况下的定子温度将超过额定负载时的数值, 发电机定子过载每年不超过两次。

2. 三相短路

在额定容量、额定功率因数和 105% 定子电压条件下, 发电机具有承受突然短路的能力, 时间为 30s。

3. 不平衡负载

发电机三相负载不平衡或发生不对称短路时, 定子电流中便会出现负序电流, 因而产生负序旋转磁场, 并在转子上感生双倍频涡流, 使转子表面的附加损耗增大, 温度升高, 同时产生交变转矩, 使振动加大, 定子电压波形也受到影响。

若每相电枢电流均不超过额定值 I_N , 则持续不平衡负载 I_2 与 I_N 之比应满足 $I_2/I_N \leq 8\%$; 在发生故障情况下, 发电机瞬态负序能力 $(I_2/I_N)^2 t \leq 8$ 。

4. 冷却器异常运行方式

当两套氢气冷却器中有一套退出运行时, 在氢压和冷却水温度都正常的条件下, 发电机连续运行时所带负载不大于额定负载的 67%。当两套氢冷器都退出运行时, 需将发电机停运。

初次使用氢气冷却器时, 应排除冷却管内的空气。如果冷却管内空气未排除完, 冷却器将不会正常运行, 甚至可能引起冷氢温度在左右侧的不平衡。如果该情况在带负载运行时出现, 应及时检查冷却器内空气是否排尽。

二、发电机投运前的准备和检查

在发电机投运前应完成下列检查项目:

1. 确认下列辅助系统处于良好状态

1) 氢气系统;

2) 密封油系统;

3) 氢气冷却器闭式冷却水系统;

4) 轴承润滑油系统;

5) 顶轴油系统。

2. 检查电气连接, 确认发电机的出口断路器及发电机励磁回路开关位置状态是否正确

3. 确认发电机内氢气和氢气冷却器闭式冷却水系统应满足规定

4. 确认定子绕组和转子绕组的绝缘电阻均合格

1) 定子绕组 $R_{\text{绝缘}} > 5M\Omega$ (2500V 绝缘电阻表);

2) 转子绕组 $R_{\text{绝缘}} > 1\text{M}\Omega$ (500V 绝缘电阻表)。

5. 其他安全注意事项

1) 因为在运行中可能有少量氢气泄漏出来，所以在发电机周围 10m 范围内应严禁烟火。

2) 由于少量氢气可能通过油密封混入轴承润滑油中，所以润滑油系统中的抽油烟风机必须处于连续运行状态。

3) 从发电机出线套管漏出的氢气可能在封闭母线中汇集起来，平时巡检时需检查漏氢在线监测装置是否有报警。

4) 当对发电机充氢或排氢、或提取氢气样品时，操作过程应严格按照操作规程进行。

三、发电机的同期并列

发电机并列正常，采用的是自动准同期并列方式。

(一) 准同期并列

将已加励磁的待投运发电机通过调节其转速和改变该发电机的励磁，使其在和电网满足同期条件的瞬间进行合闸并列，两者即可自动牵入同步运行。准同期并列的优点是发电机没有冲击电流，对系统影响较小。但如果因为某些原因造成了非同期并列，则冲击电流很大。

发电机与电网系统进行准同期并列时，需满足以下几个条件：

- 1) 电压相等（电压差小于 5%）；
- 2) 电压相位一致；
- 3) 频率相等（频率差小于 0.1Hz）；
- 4) 相序相同（一般不考虑，在安装和检修期间就应该核对清楚）。

(二) 准同期并列的操作

准同期并列可分为自动和手动并列两种。

1. 自动准同期

- 1) 确认发电机转速达 3000r/min；
- 2) 合上发电机出口隔离开关；
- 3) 合上灭磁开关，发电机自动升压至额定值；
- 4) 在同期装置上将“同期方式”转换开关打到“自动”位置；
- 5) 待同期条件自动调整满足后，同期装置自动将发电机与电网并列。

2. 手动准同期

- 1) 确认发电机转速达 3000r/min；
- 2) 合上发电机出口隔离开关；
- 3) 合上灭磁开关，发电机自动升压至额定值；
- 4) 在同期装置上将“同期方式”转换开关打到“手动”位置；
- 5) 手动调节机组频率及机端电压；
- 6) 压差、频差均满足条件，观察整步表上指针位置，当指针旋转至 12 点钟位置前某一合适时刻时，手动操作合闸按钮进行并列。

四、发电机运行中的检查监视

(一) 检查与监视

1. 机内温度

随时监测下列各种温度。在任何工作条件下，以下每个温度测量值都不应超过规定的最高值以及最低值。

- 1) 定子铁心温度；
- 2) 机内冷、热氢温度；
- 3) 轴瓦温度；
- 4) 转子绕组温度。

2. 轴承振动

在线监测轴振动和/或轴承座振动情况，振动值不应超过其规定值。

3. 氢气、闭式冷却水和润滑油等介质的参数

- 1) 氢气湿度和纯度等；
- 2) 机内氢压；
- 3) 密封油压力，进、出油温度等；
- 4) 轴承润滑油油压力，进、出油温度等；
- 5) 氢气冷却器的进、出水温度等。

密切监视机内氢压的变化，如果发现不正常氢压下降，应尽快找出原因，采取补救措施，并补入氢气使机内氢压恢复到额定值。

机内氢压必须高于水压 0.04MPa，以防止在事故状态，水进入机内。保持密封油压高于氢压 (0.056 ± 0.02) MPa，以防止氢气外泄。

随时检查机内湿度，保持机内氢气湿度值低于规定值以便消除机内结露和转子部件产生应力腐蚀的可能性。

定期检查机内氢气纯度，如果纯度降到了规定值，应排出一些机内氢气，然后再补充一些氢气来提高机内氢气纯度。但每次置换的氢气量不应超过 10% 的氢气总量，以避免机内氢气温度变化太大。

4. 发电机漏液检测装置

定期检查位于机座下面的液位信号器中的液位状态。若发现有油、水，应及时放尽，并迅速找出原因，加以消除。

5. 电刷

定期检查电刷的运行情况。当出现火花时，检查电刷压力是否分布均匀，刷辫与刷块之间是否有松动现象等。定期检查接地电刷与转轴的接触状况。

(二) 相关记录

发电机正常运行期间，应记录以下参数：

- 1) 所有电气数据，包括有功功率、无功功率、功率因数、电压、电流、频率等；
- 2) 轴承振动；
- 3) 上述所有温度值；
- 4) 上述冷却介质及润滑介质的参数。

第三节 发电机出口断路器

一、发电机出口断路器概述

现在许多电厂的单元接线在发电机出口装设断路器，称为发电机出口断路器（Generator Circuit-Breaker, GCB）。GCB 的特性是动作快速，开断电流大，使运行更加可靠。同时也使电气接线运行方式更加灵活，大大方便了运行人员的操作及维护。

发电机出口断路器（GCB）的主要优点如下：

1) 发电机组正常解列后的厂用电源是通过主变压器倒送电经厂高变提供，无论是机组起动还是停运都无需进行厂用电切换操作。

2) 当发电机内部故障或热力系统原因引起机组跳闸，GCB 自动断开，厂用电自动由主变倒入，可做到无扰动切换厂用电，各种厂用辅机不会因发电机跳闸而改变工作状态，厂用电的可靠性大为提高。

3) 当主变压器或厂高变内部故障时（如图 1-20 所示），GCB 可以快速切除故障电流（见图 1-21），减少变压器爆炸起火的可能性。

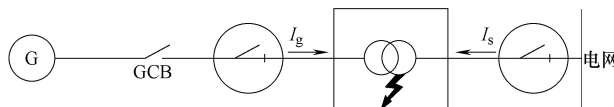


图 1-20 主变故障示意图

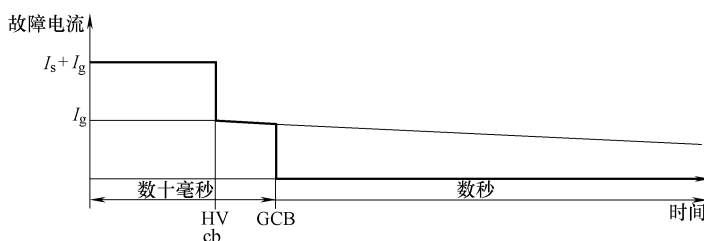


图 1-21 故障电流断开时间

二、GCB 的构成

以惠州 LNG 电厂为例，该厂采用瑞士 ABB 高压技术有限公司的 HECS-100XL 型 SF₆ 断路器，其额定电流为 18kA，开断电流为 100kA。如图 1-22 所示，该装置主要由以下几部分组成：GCB 主柜、GCB 冷却器、就地控制柜、GCB 液压弹簧操作机构、就地操作机构等组成。

（一）GCB 主柜

GCB 主柜内有以下设备（见图 1-23）：发电机出口断路器（Q0）、发电机出口隔离开关（Q9）、SFC 起动隔离开关（Q91）、发电机侧接地开关（Q81）、主变侧接地开关（Q82）等。

发电机出口断路器（Q0）本体内充有 SF₆ 气体（见图 1-24），具有优良的灭弧能力，

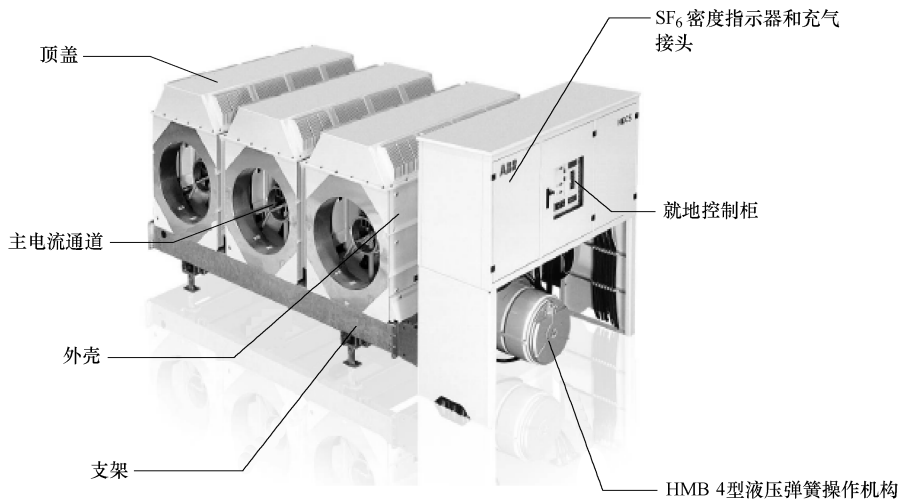


图 1-22 GCB 外观图

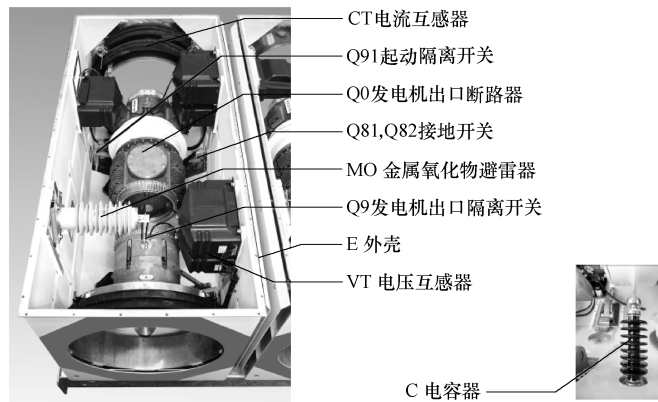


图 1-23 GCB 主柜结构图

能分合额定电流及短路电流，断路器动作时间为 20 ~ 50ms。发电机出口隔离开关（Q9）及 SFC 起动隔离开关（Q91）无分合电流能力，其位置状态可在位于外壳侧面的观察窗看到，分合动作时间为 2 ~ 3s。发电机侧接地开关（Q81）及主变侧接地开关（Q82）在设备转为

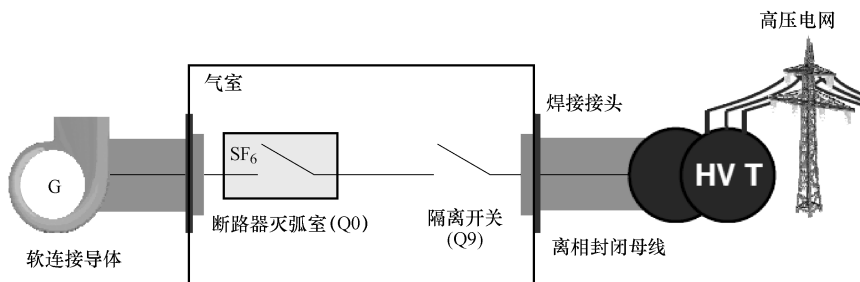


图 1-24 GCB 内部气体分布图

检修状态时合上，其位置状态也可在位于外壳侧面的观察窗看到，其动作时间为 $2 \sim 3\text{s}$ 。CT 及电压互感器（Potential Transformer，简称 PT）均用于保护及测量。

如图 1-24 所示，加压的 SF_6 气体在断路器中用作灭弧介质，除出口断路器（Q0）本体内充有 SF_6 气体外，整个 GCB 柜内是空气，由 GCB 冷却器对其进行冷却。当 SF_6 气体压力过低时，将闭锁 GCB 分、合闸回路的操作。

（二）GCB 液压机构

如图 1-25a 所示，分闸时电磁阀在高压油作用下，转换到分闸位置。工作缸活塞下部的高压油注入低压油箱，工作缸活塞向下运动带动断路器转向分闸位置。缓冲系统在分闸过程即将终止时，产生阻尼作用以减低分闸冲击力，液压支撑力确保工作活塞保持在分闸位置，断路器处于分闸位置，并在工作活塞缸上下方差动力的作用下，保持在分闸位置。如图 1-25b 所示，合闸时电磁阀在高压油作用下，转换到合闸位置，将高压油注入工作缸活塞下方。工作缸活塞上、下方均为高压油，由于活塞下方面积大于上方面积，工作缸的向上作用力使断路器转向合闸位置。工作缸活塞的缓冲系统在合闸过程即将终止时产生阻尼作用，以降低合闸冲击力，液压支撑力确保工作活塞保持在合闸位置。操作机构任何的操作都将造成碟形弹簧装置的压力降低并改变碟形弹簧的变形量。碟形弹簧压缩量的改变将通过齿轮传动系统带动限位开关，使液压泵自动打压，使高压油腔中油压升高。当达到额定油压后，液压泵自动停泵。

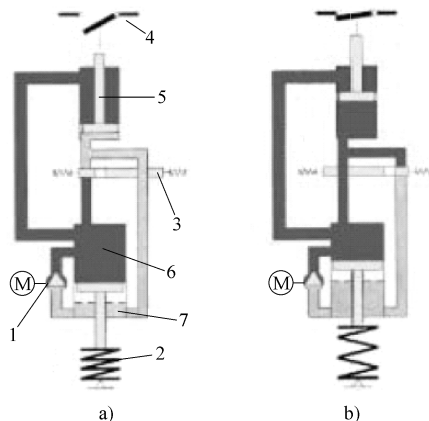


图 1-25 GCB 液压机构原理图

1—液压油泵 2—储能弹簧 3—电磁阀 4—GCB
5—工作缸活塞 6—高压油箱 7—低压油箱

（三）GCB 冷却器

如图 1-26 所示，GCB 冷却器里有两个完全分开的冷却回路，冷却回路配有电动风扇。回路 3、4 用于清新冷却空气，通道 1、2 用于断路器系统的空气流通。以风扇的吸力为动力，由通道 2 将 GCB 柜内的热空气（浅色部分）吸入 GCB 冷却器内，同样 GCB 外的冷空气（深色部分）也是由风扇产生的吸力由通道 3、4 进入 GCB 冷却器内，在 GCB 冷却器内通过热传导使冷空气吸收热空气的热量并从通道 5 排出冷却器外，而经过冷却的热空气由通道 1 重新进入 GCB 内，如此不断循环对 GCB 进行冷却。合上出口断路器 Q0 时，空气冷却器即投入运行。

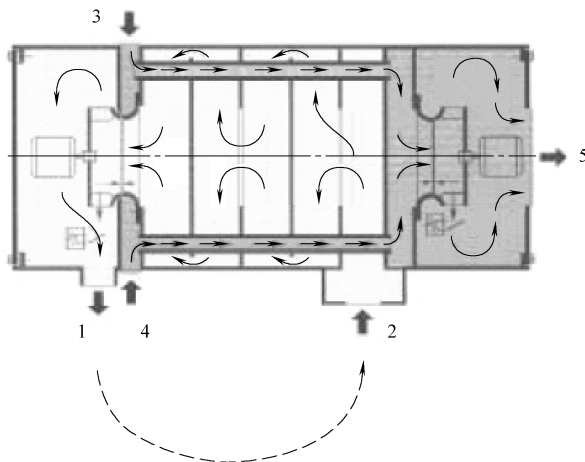


图 1-26 GCB 冷却器原理图

发电机出口断路器共配 12 台冷却风扇，每相两组共 4 台，正常运行时

每相只投入一组两台冷却风扇运行，另外一组两台冷却风扇处于自动备用状态，定期自动切换到备用冷却风扇运行。当发电机出口断路器合上时，冷却风扇即投入运行；当发电机出口断路器断开后，冷却风扇自动退出运行。当冷却器的出口空气温度超过规定值后，发出冷却风温度高报警。一旦空气冷却器发生全停故障，发电机出口断路器能够在全电流 18000A 的情况下继续运行 30min，接着必须手动减载，发电机电流减小到 13000A 可稳定运行。

(四) 就地操作机构

发电机出口隔离开关、接地开关、SFC 起动隔离开关由电动机驱动，另外各配有一个如图1-27所示的手柄操作机构和相应钥匙。供必要时手动分合和检修时锁定刀闸位置。所有电动机操动机构均可用手动曲柄进行操作。

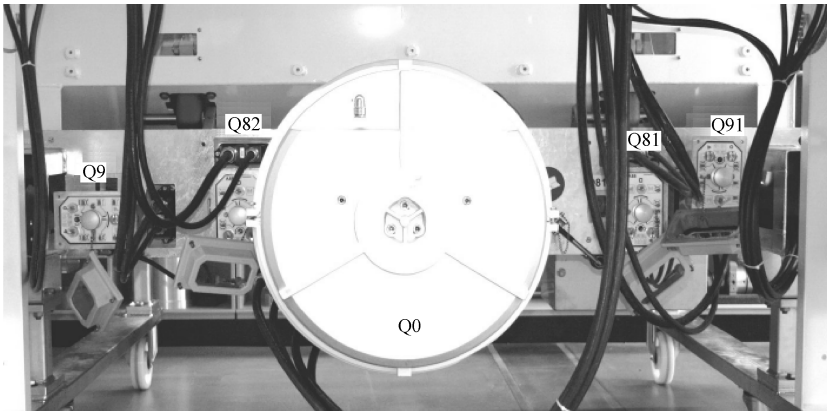


图 1-27 就地操作机构图

图中，Q91 为 SFC 起动隔离开关；Q0 为发电机出口断路器；Q81 和 Q82 为接地开关；Q9 为出口隔离开关。

(五) GCB 的闭锁逻辑

发电机出口接线图如图 1-28 所示，具体操作见表 1-2。

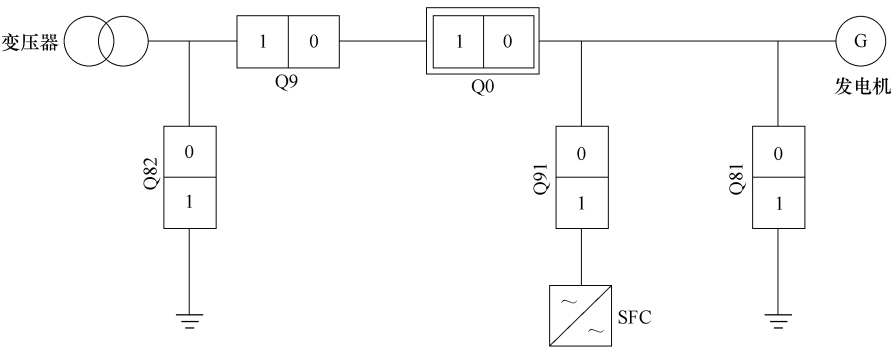


图 1-28 发电机出口接线图

表 1-2 GCB 隔离开关分合闸联锁条件

设备名称	操作内容	操作条件	操作地点
发电机出口断路器(Q0)	合	Q82 断开、Q91 断开、Q9 合上	远程
发电机出口断路器(Q0)	合	Q9 断开	就地

(续)			
设备名称	操作内容	操 作 条 件	操作地点
发电机出口断路器(Q0)	分	无	远程、就地
发电机出口隔离开关(Q9)	合	主变高压侧断路器母线侧接地开关断开、主变高压侧断路器变压器侧接地开关断开、Q91 断开、Q82 断开、Q81 断开、Q0 断开、没有就地手摇装置闭锁	远程、就地
发电机出口隔离开关(Q9)	分	Q0 断开、没有就地手摇装置闭锁	远程、就地
SFC 起动隔离开关(Q91)	合	Q0 断开、Q82 断开、Q9 断开、没有就地手摇装置闭锁	远程
SFC 起动隔离开关(Q91)	分	没有就地手摇装置闭锁	远程
发电机侧接地开关(Q82)	合	发电机侧无电压、Q9 断开、Q0 断开、Q91 断开、没有就地手摇装置闭锁	远程、就地
发电机侧接地开关(Q82)	分	没有就地手摇装置闭锁	远程、就地
主变侧接地开关(Q81)	合	主变低压侧无电压、主变高压侧 I 母隔离开关断开、主变高压侧 II 母隔离开关断开、Q9 断开、没有就地手摇装置闭锁	远程、就地
主变侧接地开关(Q81)	分	没有就地手摇装置闭锁	远程、就地

第四节 自动发电量控制及一次调频

一、概述

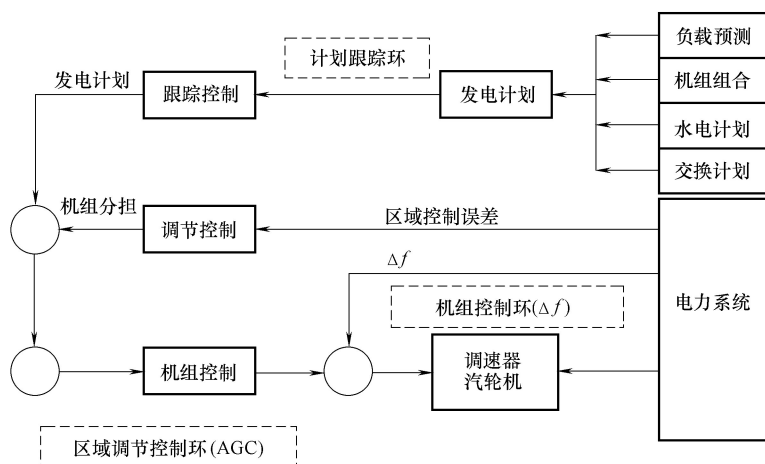
自动发电量控制（Automatic Generation Control，简称 AGC）与一次调频的实质是对电网频率的控制。

AGC 指电网调度中心根据系统频率变化直接通过远动装置发信号至机组 DCS 实现自动增、减机组目标负载指令的功能，属于二次调频。

一次调频是指由调节系统根据系统频率自动调节功率，以减小电网频率改变幅度的方法。一次调频是一种有差调节，不能维持电网频率不变，只能缓和电网频率的改变程度。

二、AGC 系统

AGC 由自动装置和计算机程序对频率和有功功率进行二次调整实现。AGC 是电力系统的能量管理系统（Energy Management System，简称 EMS）中最重要的控制功能。如图 1-29 所示，整个电力系统是由多个子系统通过联络线连接起来的互联系统，每个子系统及其控制中心构成一个控制区域，每个控制区域的用户负载由本区域的电源和从其他控制区域交换的电力来满足。AGC 的目的是控制系统频率和区域净交换功率。机组控制是由基本控制回路去调节机组控制误差到零。AGC 在可调机组之间分配区域控制误差，将这一可调分量加到机组跟踪计划的发电基点功率值之上，得到发电功率设置值后发往电厂控制器，AGC 的信号送到电厂控制器后，再分到各台机组，区域调节的目的是使区域控制误差调到零，这是 AGC 的核心。

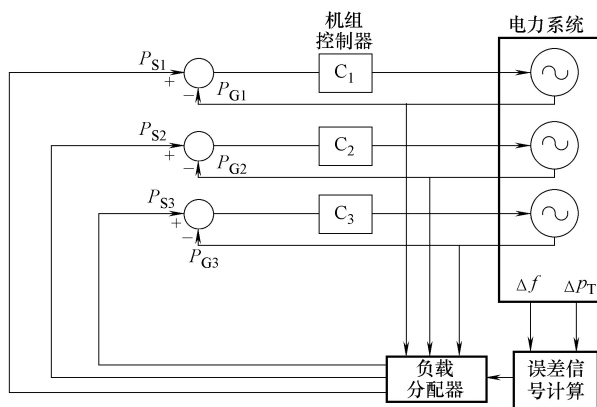
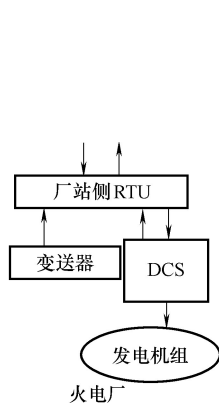


(一) 电厂侧 AGC 的构成

如图 1-30 所示，中调根据电力系统的需要，通过远程设定机组的负载，调节各台机组有功出力。AGC 系统功能通过 DCS、远程终端装置（Remote Terminal Unit，简称 RTU）及中调 EMS 系统的通信实现。DCS 与 RTU 之间以及 RTU 与中调 EMS 系统之间均为双向通信，DCS 与中调 EMS 系统不直接通信。

(二) 电厂侧 AGC 的工作原理

AGC 系统为闭环控制系统，由负载分配器及机组控制器组成。负载分配器根据系统频率和其他有关信号，按一定的调节准则确定各机组的有功出力设定值；机组控制器根据负载分配器设定的有功出力，使机组在额定频率下的实发功率与设定有功出力相一致。控制器结构是串级结构，其中内回路快（粗调），外回路慢（细调）。AGC 系统控制器如图 1-31 所示。



三、一次调频系统

惠州 LNG 电厂一次调频负载调节范围为 $\pm 31.2\text{MW}$ ，调频范围为 $\pm 0.23\text{Hz}$ ($\pm 14\text{r/}$

min)，死区为 $\pm 0.033\text{Hz}$ ($\pm 2\text{r/min}$)。

M701F3 型燃气-蒸汽联合循环发电机组负载调节具有 4 种基本方式：ALR OFF 下的 GOVERNOR 与 LOAD LIMIT 模式，ALR ON 下的 GOVERNOR 与 LOAD LIMIT 模式，一次调频主要存在于 ALR Control 和 Speed Control 逻辑中。

(一) GOVERNOR 模式

在机组并网前，额定转速下进行自动同期调节或进行空负载时的转速调节。机组并网后，若机组在 GOVERNOR 模式下运行，通过改变转速设定值“SPSET”来改变机组的负载，转速设置 3000r/min 时为 0MW。

在 ALR ON 模式下，GOVERNOR 的转速设定值为 ALR 的负载设定值 ALR SET，此时机组是否具有一次调频功能取决于 ALR ON 模式是否有调频功能；在 ALR OFF 模式下 GOVERNOR 转速设定值由运行人员手动设定，此时机组具有一次调频功能。

(二) LOAD LIMIT 模式

LOAD LIMIT 是与 GOVERNOR 互斥的模式，若不是 GOVERNOR 模式就是 LOAD LIMIT 模式，反过来，不是 LOAD LIMIT 模式就是 GOVERNOR 模式。LOAD LIMIT 模式为功率闭环无差调节，机组功率设定值为 LDSET (LOAD SET)。在 ALR ON 模式下，LOAD LIMIT 的目标功率设定值为 ALR 的负载设定值 ALR SET，此时机组是否具有一次调频功能取决于 ALR ON 模式是否有调频功能；在 ALR OFF 模式下 LOAD LIMIT 的功率设定值由运行人员手动设定，此时机组没有一次调节功能。

(三) 工作原理

1. GOVERNOR 模式下的一次调频功能

M701F 燃机转速控制 (GOVERNOR) 采用纯比例控制回路进行转速自动调节，调节函数的修改可通过修改逻辑中满负载燃料信号、空载燃料信号和不等率的设定值实现。转速控制方式的控制逻辑简图如图 1-32 所示。由图 1-32 可得转速控制方式的设定值 GVCISO 的计算式 (1-2) 和参考值 SPREF 的计算式 (1-3)。

$$\text{GVCISO} = (\text{SPSET} + 100 - \text{SPEED}/30) \times \text{GV GAIN} + \text{NO LOAD CSO}$$

(1-2)

$$\text{SPREF} = (\text{SPSET} + 100) \times 30$$

(1-3)

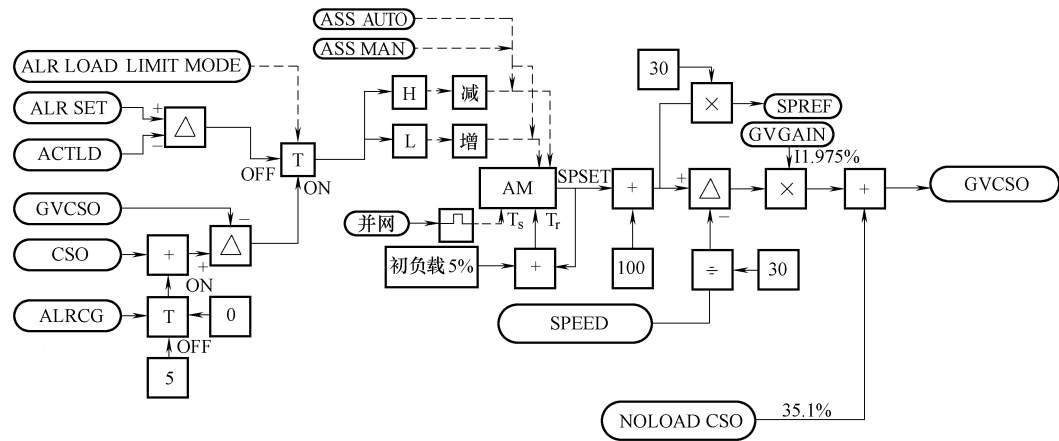


图 1-32 M701F 燃机转速控制逻辑简图

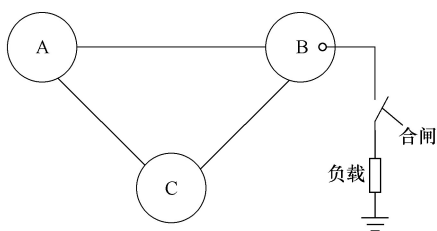


图 1-34 联合电力系统

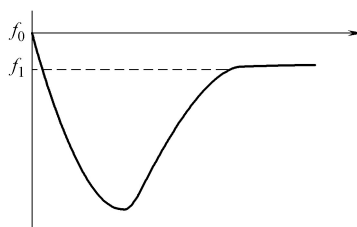


图 1-35 扰动后一次调频变化

(一) 一次调节过程

一次调节过程：正常情况下，各区域应负责调整自己区域内的功率平衡。起初由联合电力系统全部汽轮机的转动惯性提供能量，整个联合电力系统的频率下降（由 f_0 降至 f_1 ）后，系统中所有机组调节器（如 DEH）动作加大发电功率提高频率到某一水平，这时整个电力系统发电与负载达到新的平衡（汽轮机静特性平移），如图 1-36 所示，此时频率为 f_2 。

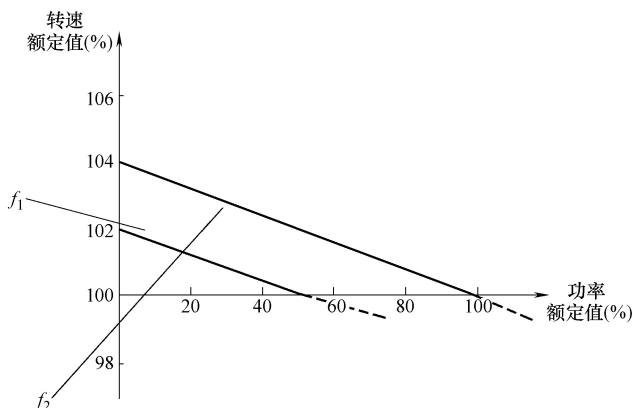


图 1-36 汽轮机静特性平移曲线

(二) 二次调节

一次调节留下了频率偏差 Δf 和净交换功率偏差 ΔPT ，二次调节因此而动作，提高区域 B 的发电功率，恢复频率到达正常值（ f_0 ）和交换功率的计划值（ I ），这就是二次调节。

(三) 三次调节

二次调节将随时间调整机组发电功率执行计划（包括机组起停）或在非预计的负载变化积累到一定程度时按经济调度原则重新分配发电功率，即为三次调节。

一次调节是系统的自然特性，希望快速平稳；二次调节不仅考虑机组的调节性能，还要考虑到安全（备用）和经济特性；三次调节主要考虑安全性和经济特性，并校验网络潮流的安全性。

五、一次调频的投退规定

一次调频的投退规定如下：

- 1) 在机组起动完成时，一次调频自动投入。
- 2) 在机组发停机指令的同时，一次调频自动退出。

- 3) 也可在 DCS 上手动投退一次调频。
- 4) 在机组正常运行时, 在未征得中调允许, 一般禁止退出一次调频。
- 5) 在机组异常或事故处理时, 可先退出一次调频, 再向中调汇报。

第五节 运行经验分享

一、轴承测点异常

事件经过:

某厂#2 机组发电机励端轴承有 X 向和 Y 向两个轴振测点, 在机组正常运行中, Y 向振动值瞬间由 $45\mu\text{m}$ 异常升高至 $159\mu\text{m}$, 但 X 向振动维持 $48\mu\text{m}$ 无变化。机组的负载、真空、差胀、轴向位移、气缸金属温度、润滑油压、油温、轴承金属温度均无变化。

原因分析:

- 1) 出现此类事件时, 机组应该会伴随出现蒸汽参数、真空、差胀、轴向位移、气缸金属温度的变化, 润滑油压、油温, 轴承金属温度也可能会有变化。但这次振动报警都没有发现相关参数有变化, 初步确定是轴承振动测量回路异常;
- 2) 经热工人员进一步检查发现是测量探头安装距离不合适, 导致测量异常;
- 3) 虽然多次出现振动异常, 但由于轴承振动测点需要 X 、 Y 向两个值都达到跳机值才会导致跳机, 因此, 并未造成跳机事故。

结论:

- 1) 出现此类事件时, 应查看同一轴承另一向振动是否也增大, 看看相邻的轴承振动是否有增大, 如果未增加, 且该向轴承振动瞬间跳跃, 机组各项运行参数无明显变化, 可初步确认为测量回路故障;
- 2) 如果就地检查机组突然发生强烈振动或清楚听出机内有金属摩擦声时, 应立即打闸停机;
- 3) 建议在轴承保护设定中, 需要轴承振动测点 X 、 Y 向两个值都达到跳机值才会导致跳机, 避免测量信号故障的影响。

二、发电机漏氢事件

事件经过:

- 1) 事件 1: 某厂运行人员巡检时发现#3 机组氢气压力、纯度检测装置就地盘柜内有氢气泄漏。
- 2) 事件 2: 某厂运行人员发现#1 发电机补氢量明显增大, 补氢频繁。
- 3) 事件 3: 某厂运行人员停机后发现#3 发电机氢气泄漏严重, 立即排氢至 0.1MPa , 并通知检修处理。现场检查发现氢气是从振动在线监测装置探头信号电缆转接端子处泄漏(该端子是从发电机本体下部穿孔接出), 并伴有尖啸声, 退出#3 发电机测振装置, 发电机定子用堵头将外漏的接线柱封堵。

原因分析:

- 1) 事件 1 和事件 2 发生后, 运行人员携带可燃气体检测仪至就地检查后发现为发电机

内氢气压力开关接头处漏氢以及#1 发电机氢气检测盘柜中露点检测装置法兰处发生轻微氢气外漏、#1 发电机氢气纯度和流量检测盘处发生外漏。

2) 事件 3 经厂家确认#3 发电机定子振动在线监测装置探头漏氢的直接原因是该探头端子螺栓孔中密封用的环氧树脂软化脱落所致, 而生产该环氧树脂的工艺过程存在缺陷, 环氧树脂所含的两种主要成分即固化剂与基础树脂的混合搅拌不够均匀导致这次事件的发生。

结论:

1) 氢气系统的查漏一定要注意安全, 除检查管道接头外还应检查盘柜内有无泄漏, 注意在查找漏氢过程中不要携带火种及手机, 使用防爆对讲机, 对取样口或阀门应重点排查。

2) 事件 2 定期通过计算公式测算漏氢量, 尽早发现漏氢问题。

3) 对于事件 1, 由于机组采用两班制运行模式, 当场发现时, 为不影响第二天机组的起动, 用合适的锁母端盖将漏氢的探头信号电缆接口封堵。

4) 振动在线监测装置探头端子螺栓孔中密封用的环氧树脂使用的是厂家新工艺, 对于厂家的新工艺, 使用前应考虑工艺成熟性。考虑到另外探头的信号电缆转接端子存在很大泄漏风险, 在机组停机期间将现在的人孔门更换回旧的人孔门。

5) 对于新设备的安装应加强监视, 避免造成不必要的损失。

6) 对于两班制机组, 补氢频率高, 建议通过计算确认发电机的漏氢量是否超标, 及时处理微漏氢。

三、发电机端部振动模态试验不合格

事件经过:

某厂在现场验收三台发电机的端部振动模态试验时, 发现存在少数点不合格, 且在三台发电机检修时, 发现该发电机定子端部绑扎带上有黄色粉末, 色泽呈黄色的粉末与液体混合后形成了泥膏状, 分析黄色泥膏状物体是环氧树脂粉末与密封油油气混合形成的。

原因分析:

怀疑发电机端部的部分区域振动大, 引起定子绕组端部绑扎带松动、摩擦, 并产生了黄色粉末。根据厂家分析, 这是由于设计相同发电机的制造偏差而发生的轻微改变所引起的, 对发电机整体运行影响不大。厂家技术人员对受损绑带进行更换并重新加固, 同时在发电机定子端部加装在线测振装置, 用于实时监控发电机定子绕组励磁端部在运行中的振动情况。

结论:

1) 发电机出厂验收时一定要做端部动模试验, 发现有不合格的点, 应及时与厂家交涉, 并要求厂家处理;

2) 发电机应加装端部振动在线测量装置, 以掌握发电机运行中定子绕组的振动情况;

3) 每次发电机检修时, 都应检查发电机端部情况, 以便及时发现某些部件局部松动、磨损等情况。

四、发电机出口断路器油泵起动频繁

事件经过:

某厂#1 发电机出口断路器油泵在机组解列后频繁起动, 但机组并网运行后, 油泵基本不起动。配合厂家更换油路电磁阀, 并在更换后进行了断路器特性试验, 均显示正常, 可是

1 个月后,故障又重新出现,需待厂家来重新更换该油路电磁阀。

原因分析:

由于油泵动作频繁是在断路器分闸状态下发生的,而断路器在合闸状态下油泵基本不会起动。根据本章图 1-25 所示发电机出口断路器的液压机构原理图,当断路器在分闸位置时,油路电磁阀在分闸位置,油路电磁阀在该位置漏油,油泵就会频繁起停;当断路器在合闸位置时,油路电磁阀在合闸位置,而阀门在该位置不漏油,油泵不会频繁起停。因此,发生上述问题的原因是断路器的油路电磁阀在分闸位置时漏油。

结论:

- 1) 为避免油泵频繁起停造成发电机烧毁,每次停机后都需运行人员手动去断开油泵的电源;
- 2) 加强与厂家的联系,设备存在问题时,及时沟通,掌握相关信息;
- 3) 对于主设备和关键的辅助设备,在签订合同时要注意质保期和保修条款。

五、谐波干扰造成发电机出口 PT 烧毁或一次熔丝熔断

事件经过:

(1) 某厂#1 发电机在 3000r/min 准备并网,合灭磁开关后,发电机保护装置发出“三次谐波定子接地保护动作”告警信号。现场检查发现#1 发电机出口 PT 1YH A 相一次熔丝熔断。

(2) 某厂#2 机组在一次起动过程中,SFC 将#2 机组拖至 2000r/min 以后正常退出,在 SFC 退出后发现 PT 柜冒烟,随即紧急停机。经检查,#2 发电机 1PT、2PT 已经烧毁。

(3) 某厂#3 机组在一次起动升速过程中,DCS 上发出“发电机起停机保护动作”报警(保护定值:零序电压二次侧 8V,延时 2s),机组跳闸。

(4) 某厂#1 发电机在 3000r/min 准备并网,合灭磁开关后,发电机升压至 4.3kV 时,发电机保护装置发出“发电机定子匝间短路保护动作”告警信号。现场检查发现#1 发电机出口 PT 3YH A 相一次熔丝熔断。

原因分析:

初步认定是由于发电机起动时谐波干扰所致。在发电机的起动过程中,SFC 输出电流含有丰富的谐波分量,容易发生基于 PT 与发电机系统对地分布电容之间的谐振。同时,在原设计中,发电机中性点通过高阻接地,但在设计阶段,改为通过接地变接地,使回路参数发生改变,增加了发生谐振的风险。

结论:

1) 在发电机出口 PT 二次侧开口三角各增加一台计算机消谐装置,以消除铁磁谐振对 PT 的影响。并使发电机出口 PT 开口三角电压 $3U_0$ 通过发电机出口断路器 GCB 的辅助触点接入消谐装置,实现计算机消谐装置在发电机并网前与解列后起消谐作用;

2) 建议采用质量更好的 PT 熔断器。并对一些重要部位的熔断器进行定期检查或更换;

3) 鉴于 SFC 拖动发电机起动过程中,发电机机端电压偏低(最高 3.4kV),若此时发生 PT 断线,PT 断线保护不能准确判断(采用电压平衡式 PT 断线判别方式,通过比较两组 PT 的二次电压来触发报警,保护门槛值按二次电压 15V 整定,换算到一次电压为 3kV),建议对 PT 断线保护升级或增加 PT 熔丝熔断的报警信号至 DCS,以便运行人员尽早发现,及

时处理；

4) 对于两班制运行机组，起动频繁且每次起动都会产生大量谐波，在设计之初就要考虑好这方面的影响。

六、发电机直阻变大处理

事件经过：

某厂对#1 发电机转子进行直流电阻测量，测量结果为 0.1088Ω （环境温度 25°C ），换算到 95°C 为 0.13745Ω ，而厂家出厂试验时的直流电阻为 0.102Ω （ 32°C ）换算到 95°C 为 0.1261Ω ，测量试验数据与厂家出厂值比较，差值为 9%，远远大于 2% 的允许偏差值。#2、#3 发电机检修时，也出现了同样的问题。

原因分析：

利用分段测量，发现转子正极引线 with 负极引线的阻值占总电阻值的比例很高，且正极引线的阻值只有负极引线阻值的 $1/20$ 。检查发现阻值增大是由于正、负极集电环侧连接螺钉松动所致，而松动的原因是厂家安装时使用力矩不够，导致螺钉在运行中发生了松动，从而使转子正、负极内部引线的接触电阻变大。

结论：

- 1) 厂家要求必须把发电机转子抽出或至少打开发电机励侧大端盖才能处理。为节省费用和缩短检修时间，在发电机内部进行了多次的试验和测量，在不抽出发电机转子的前提下，安全、高效地完成了螺钉紧固工作；
- 2) 发电机每次大、小修都要严格按照相关要求测量发电机转子、定子直流电阻；
- 3) 要求制造厂家加强发电机引线螺栓的强度。

七、GCB 冷却风扇工作异常

事件经过：

某厂运行人员巡检时，发现#1 发电机 GCB 的 A 组冷却风扇运行时有较大异响，将冷却风扇切换至 B 组运行，A 组冷却风扇作紧急备用。

原因分析：

停机后检查发现异响的原因为 A 组冷却风扇电动机轴承损坏，更换轴承后风扇运行正常。

结论：

- 1) 根据厂家资料，当定子电流小于 13000A 时，GCB 可允许无冷却器长期运行。机组满载运行时，发电机定子电流一般小于 13000A 。所以机组运行中即使 GCB 冷却风扇全停，机组仍可继续运行。
- 2) 由于机组满载运行时发电机定子电流小于 13000A ，可通过试验方式确定 GCB 冷却器风扇全停时 GCB 会不会超温，以实现在安全可靠的前提下节省厂用电。

八、一次调频动作不合格事件

事件经过：

某厂机组满载运行期间，电网局部故障引起系统频率升高。机组负载在系统频率上升时

反而有轻微上升，通过查 DCS 的历史数据，在系统频率波动期间机组一次调频实际已动作，但是机组负载却没有跟随降低。

原因分析：

当时机组进入排烟温度控制（EXCSO）模式，即处于满载运行状态（当时 AGC 指令 380MW，但机组实际最高负载为 370MW）。根据 M701F 型燃机控制原理，为保护燃机热通道部件，避免机组在满负载时热通道部件超温，机组最大负载由燃机的排烟温度控制（即 EXCSO 控制）。因此，当系统局部故障导致频率突增后，正处于排烟温度控制下的机组无法按照一次调频的动作要求迅速降负载，这是由燃机在满载时的运行特性决定的，无法人为干预。系统频率升高，机组转速上升，进入燃机的空气流量增加，由于机组出力与空气流量成正比关系，故机组在一次调频动作初期负载略有上升，这也是燃机的运行特性。

结论：

系统频率波动期间，由于机组负载始终处于满载状态，导致机组一次调频虽有正确的动作指令，但不能实际动作，这是由 M701F 型燃机的特性决定的，无法人为干预。如果在系统频率波动期间，机组带部分负载运行，那么机组的一次调频将正常动作。

第二章 变 压 器

第一节 电力变压器概述

变压器是一种静止的电气设备，它利用电磁感应原理将一种电压等级的交流电能转变成另一种电压等级的交流电能。变压器用途一般分为电力变压器、特种变压器及仪用互感器（PT 和 CT）。电力变压器按冷却介质可分为油浸式和干式两种。

一、变压器的工作原理与结构

（一）变压器的工作原理

变压器是根据电磁感应原理工作的。图 2-1 所示为单相变压器的原理图。图中，在闭合的铁心上，绕有两个互相绝缘的绕组，其中，接入电源的一侧叫一次绕组，输出电能的一侧为二次绕组。当交流电源电压 U_1 加到一次绕组后，就有交流电流 I_1 通过该绕组，在铁心中产生交变磁通 Φ ，这个交变磁通不仅穿过一次绕组，同时也穿过二次绕组，两个绕组分别产生感应电动势 E_1 和 E_2 ，这时，如果二次绕组与外电路的负载接通，便有电流 I_2 流入负载，即二次绕组有电能输出。

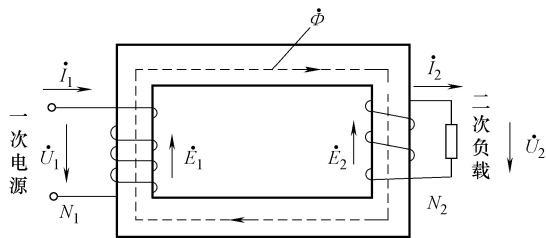


图 2-1 单相变压器原理图

根据电磁感应定律可以导出

一次绕组感应电动势为

$$E_1 = 4.44fN_1\Phi_m \quad (2-1)$$

二次绕组感应电动势为

$$E_2 = 4.44fN_2\Phi_m \quad (2-2)$$

式中 f ——电源频率；

N_1 ——一次绕组匝数；

N_2 ——二次绕组匝数；

Φ_m ——铁心中主磁通幅值。

由式（2-1）、式（2-2）得出

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2-3)$$

由此可见，变压器一、二次侧感应电动势之比等于一、二次绕组匝数之比。

由于变压器一、二次侧的漏电抗和电阻都比较小，可以忽略不计，因此可近似地认为一次电压有效值 $U_1 \approx E_1$ ，二次电压有效值 $U_2 \approx E_2$ 。于是

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = K \quad (2-4)$$

式中 K ——变压器的电压比。

变压器一、二次绕组因匝数不同将导致一、二次绕组的电压高低不等，匝数多的一边电压高，匝数少的一边电压低，这就是变压器能够改变电压的道理。

如果忽略变压器的内损耗，可认为变压器二次输出功率等于变压器一次输入功率，即

$$U_1 I_1 = U_2 I_2 \quad (2-5)$$

式中 I_1 ——变压器一次电流的有效值；

I_2 ——变压器二次电流的有效值。

由此可得出

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{K} \quad (2-6)$$

由此可见，变压器一、二次电流之比与一、二次绕组的匝数比成反比。即变压器匝数多的一侧电流小，匝数少的一侧电流大，也就是电压高的一侧电流小，电压低的一侧电流大。

(二) 变压器的结构

油浸式电力变压器的典型结构如图 2-2 所示。

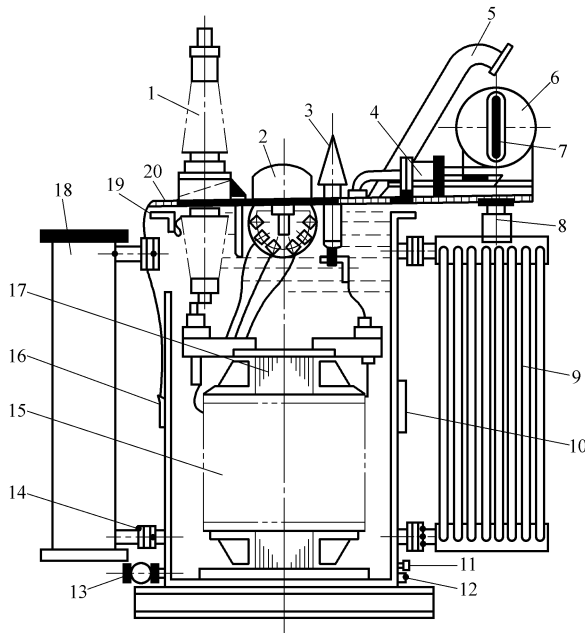


图 2-2 变压器结构示意图

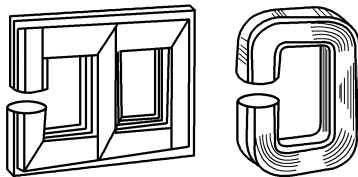
- 1—高压套管 2—分接开关 3—低压套管 4—气体继电器 5—压力释放装置（放爆管） 6—储油柜（油枕）
7—油位计 8—吸湿器（呼吸器） 9—散热器 10—铭牌 11—接地螺栓 12—取油样阀门 13—放油阀门
14—连接阀门 15—绕组（线圈） 16—信号温度计 17—铁心 18—净油器 19—油箱 20—变压器油

1. 铁心

(1) 铁心结构 变压器的铁心是磁路部分，由铁心柱和铁扼两部分组成。绕组套装在铁心柱上，而铁扼则用来使整个磁路闭合。铁心的结构一般分为心式和壳式两类。

心式铁心的特点是铁扼靠着绕组的顶面和底面，但不包围绕组的侧面。壳式铁心的特点是铁扼不仅包围绕组的顶面和底面，而且还包围绕组的侧面。由于心式铁心结构比较简单，绕组的布置和绝缘也比较容易，因此我国电力变压器主要采用心式铁心，只在一些特种变压器（如电炉变压器）中才采用壳式铁心。常用的心式铁心如图 2-3 所示。近年来，大量涌现的节能型配电变压器均采用卷铁心结构。

(2) 铁心材料 由于铁心为变压器的磁路，所以其材料要求导磁性能好，导磁性能好才能使铁损小。故变压器的铁心采用硅钢片叠制而成。硅钢片有热轧和冷轧两种，由于冷轧硅钢片在沿着轧制方向磁化时有较高的导磁系数和较小的单位损耗，其性能优于热轧的，国产变压器均采用冷轧硅钢片。国产冷轧硅钢片的厚度有 0.35mm、0.30mm、0.27mm 等几种。片厚则涡流损耗大，片薄则叠片系数小，因为硅钢片的表面必须涂覆一层绝缘漆以使片与片之间绝缘。



a) 三相三柱式截面图 b) 单相卷铁心截面图

图 2-3 常用的心式铁心

2. 绕组

绕组是变压器的电路部分，一般用绝缘纸包的铝线或铜线烧制而成。根据高、低压绕组排列方式的不同，绕组分为同心式和交叠式两种。对于同心式绕组，为了便于绕组和铁心绝缘，通常将低压绕组靠近铁心柱。对于交叠式绕组，为了减小绝缘距离，通常将低压绕组靠近铁扼。

3. 绝缘

变压器内部主要绝缘材料有变压器油、绝缘纸板、电缆纸、皱纹纸等。

4. 分接开关

为了供给稳定的电压、控制电力潮流或调节负载电流，均需对变压器进行电压调整。目前，变压器调整电压的方法是在其某一侧绕组上设置分接，以切除或增加一部分绕组的线匝，以改变绕组的匝数，从而达到改变电压比的有级调整电压的方法。这种绕组抽出分接以供调压的电路，称为调压电路；变换分接以进行调压所采用的开关，称为分接开关。一般情况下是在高压绕组上抽出适当的分接，这是因为高压绕组一则常套在外面，引出分接方便；二则高压侧电流小，分接引线和分接开关的载流部分截面小，开关接触触头也较容易制造。

变压器二次侧不带负载，一次侧也与电网断开（无电源励磁）的调压，称为无载调压，带负载进行变换绕组分接的调压，称为有载调压。

有载调压分接开关由切换开关、选择开关和操作机构等组成。切换开关是专门承担切换负载电流的部分，它的动作是通过快速机构按一定程序快速完成的。选择开关是按分接顺序使相邻时刻要换接的分接头预先接通，并承担连续负载的部分。切换开关和选择开关，两者通称为开关本体，一般都安装在变压器的油箱内，切换开关在切换负载电流时产生电弧，会使油质劣化。因此必须装在单独的绝缘筒（油箱）内，使之与变压器油箱内的油隔离开。

5. 油箱

油箱是油浸式变压器的外壳，变压器的器身置于油箱内，箱内灌满变压器油。油箱结构根据变压器的大小分为吊器身式油箱和吊箱壳式油箱两种。

(1) 吊器身式油箱 多用于 6300kVA 及以下的变压器，其箱沿设在顶部，箱盖是平的，

由于变压器容量小，所以重量轻，检修时易将器身吊起。

(2) 吊箱壳式油箱 多用于 8000kVA 及以上的变压器，其箱沿设在下部，上节箱身做成钟罩形，故又称钟罩式油箱。检修时无需吊器身，只将上节箱身吊起即可。

6. 冷却装置

变压器运行时，由绕组和铁心中产生的损耗转化为热量，必须及时散热，以免变压器过热造成事故。变压器的冷却装置是起散热作用的。根据变压器容量大小不同，采用不同的冷却装置。

对于小容量的变压器，绕组和铁心所产生的热量经过变压器油与油箱内壁的接触，以及油箱外壁与外界冷空气的接触而自然地散热冷却，无需任何附加的冷却装置。若变压器容量稍大些，可以在油箱外壁上焊接散热管，以增大散热面积。

对于容量更大的变压器，则应安装冷却风扇，以增强冷却效果。

当变压器容量在 50000kVA 及以上时，刚采用强迫油循环水冷却器或强迫油循环风冷却器。与前者区别在于循环油路中增设一台潜油泵，对油加压以增加冷却效果。这两种强迫循环冷却器的主要差别为冷却介质不同，前者为水，后者为风。

7. 储油柜

储油柜（曾称油枕）位于变压器油箱上方，通过气体继电器与油箱相通，如图 2-4 所示。

当变压器的油温变化时，其体积会膨胀或收缩。储油柜的作用就是保证油箱内总是充满油，并减小油面与空气的接触面，从而减缓油的老化。

8. 压力释放装置（又称防爆管、安全气道）

位于变压器的顶盖上，其出口用玻璃防爆膜封住。当变压器内部发生严重故障，而气体继电器失灵时，油箱内部的气体便冲破防爆膜从安全气道喷出，保护变压器不受严重损害。

9. 吸湿器

为了使储油柜内上部的空气保持干燥，避免工业粉尘的污染，储油柜通过吸湿器与大气相通。吸湿器内装有用氯化钙或氯化钴浸渍过的硅胶，它能吸收空气中的水分。当它受潮到一定程度时，其颜色由蓝色变为粉红色。

10. 气体继电器

位于储油柜与箱盖的联管之间。在变压器内部发生故障（如绝缘击穿、匝间短路、铁心事故等）产生气体或油箱漏油等导致油面降低时，接通信号或跳闸回路，保护变压器。

11. 高、低压绝缘套管

变压器内部的高、低压引线是经绝缘套管引到油箱外部的，它起着固定引线和对地绝缘的作用。套管由带电部分和绝缘部分组成，带电部分包括导电杆、导电管、电缆或铜排。绝缘部分分外绝缘和内绝缘。外绝缘为瓷管，内绝缘为变压器油、附加绝缘和电容性绝缘。

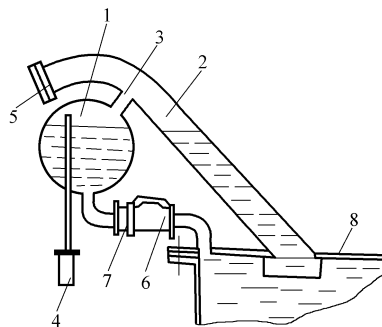


图 2-4 防爆管与变压器储油柜间的连通

1—储油柜 2—防爆管 3—油枕与防爆管的连通管 4—吸湿器 5—防爆膜
6—气体继电器 7—蝶形阀 8—箱盖

(三) 电力变压器的型号及技术参数

1. 型号

变压器的技术参数一般都标在铭牌上。按照国家标准，铭牌上除标出变压器名称、型号、产品代号、标准代号、制造厂名、出厂序号、制造年月以外，还需标出变压器的技术参数数据。需要标出的技术数据见表 2-1。变压器除装设标有以上项目的主铭牌外，还应装设标有关于附件性能的铭牌，需分别按所用附件（套管、分接开关、CT、冷却装置）的相应标准列出。

表 2-1 电力变压器铭牌所标出的项目

	标 注 项 目	附 加 说 明
所有情况下	相数(单相、三相)	
	额定容量(kVA 或 MVA)	多绕组变压器应给出各绕组的额定容量
	额定频率(Hz)	
	各绕组额定电压(V 或 kV)	
	各绕组额定电流(A)	三绕组自耦变压器应注出公共线圈中长期允许电流
	联结组标号、绕组联结示意图	6300kVA 以下的变压器可不画联结示意图
	额定电流下的阻抗电压	实测值,如果需要应给出参考容量,多绕组变压器应表示出相当于 100% 额定容量时的阻抗电压
	冷却方式	有几种冷却方式时,还应以额定容量百分数表示出相应的冷却容量;强近油循环变压器还应注出满载下停油泵和风扇电动机的允许工作时限
	使用条件	室内、户外使用,超过或低于 1000m 海拔等
	总重量(kg 或 t)	
某些情况下	绝缘油重量(kg 或 t)	
	绝缘的温度等级	油浸式变压器 A 级绝缘可不注出
	温升	当温升不是标准规定值时
	联结图	当联结组标号不能说明内部连接的全部情况时
	绝缘水平	额定电压在 3kV 及以上的绕组和分级绝缘绕组的中性端
	运输重(kg 或 t)	8000kVA 及以上的变压器
	器身吊重、上节油箱重(kg 或 t)	器身吊重在变压器总重超过 5t 时标注,上节油箱重在钟罩式油箱时标出
	绝缘液体名称	在非矿物油时
	有关分接的详细说明	8000kVA 及以上的变压器标出带有分接绕组的示意图,每一绕组的分接电压、分接电流和分接容量,极限分接和主分接的短路阻抗值,以及超过分接电压 105% 时的运行能力等
	空载电流	实测值;8000kVA 或 63kV 级及以上的变压器
	空载损耗和负载损耗(W 或 kW)	实测值;8000kVA 或 63kV 级及以上的变压器;多绕组变压器的负载损耗应表示各对绕组工作状态的损耗值

电力变压器型号表示方法如图 2-5 所示。

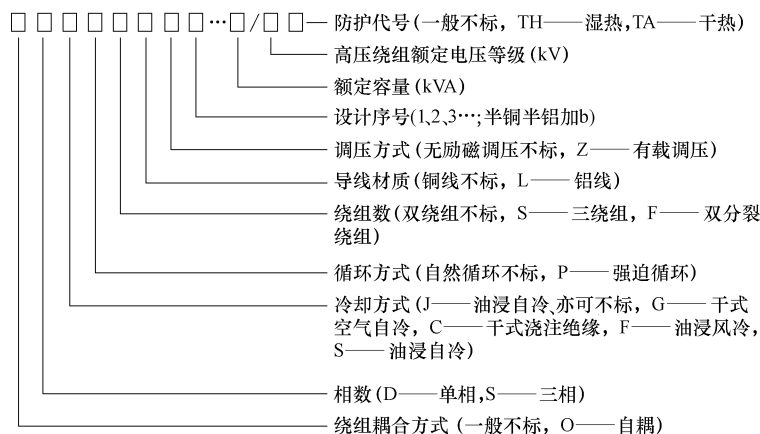


图 2-5 电力变压器型号表示方法

2. 相数

变压器分单相和三相两种，一般均制成三相变压器以直接满足输配电的要求。小型变压器有制成单相的，特大型变压器做成单相后，组成三相变压器组，以满足运输的要求。

3. 额定频率

变压器的额定频率即是所设计的运行频率，我国为 50Hz。

4. 额定电压

额定电压是指变压器线电压（有效值），它应与所连接的输变电线路电压相符合。我国输变电线路的电压等级（即线路终端电压）为 0.38kV、(3.6kV)、10kV、35kV、(63kV)、110kV、220kV、330kV、500kV。故连接于线路终端的变压器（称为降压变压器），其一次额定电压与上列数值相同。

考虑线路的电压降，线路始端（电源端）电压将高于等级电压，35kV 以下的要高 5%，35kV 及以上的高 10%，即线路始端电压为 0.4kV、(3.15kV、6.3kV)、10.5kV、38.5kV、(69kV)、121kV、242kV、363kV、550kV。故连接于线路始端的变压器（即升压变压器），其二次额定电压与上列数值相同。

变压器产品系列是以高压的电压等级区分的，为 10kV 及以下，20kV、35kV、(66kV)、110kV 系列和 220kV 系列等。

5. 额定容量

额定容量是指在变压器铭牌所规定的额定状态下，变压器二次侧的输出能力（kVA）。对于三相变压器，额定容量是三相容量之和。

变压器额定容量与绕组额定容量有所区别：双绕组变压器的额定容量即为绕组的额定容量；多绕组变压器应对每个绕组的额定容量加以规定，其额定容量为最大的绕组的额定容量；当变压器容量由冷却方式而变更时，则额定容量是指最大的容量。

6. 额定电流

变压器的额定电流为通过绕组线端的电流，即为线电流（有效值）。它的大小等于绕组的额定容量除以该绕组的额定电压及相应的相系数（单相为 1，三相为 $\sqrt{3}$ ）。

单相变压器额定电流为

$$I_N = \frac{S_N}{U_N} \quad (2-7)$$

式中 I_N ——分别为一、二次额定电流；

S_N ——变压器的额定容量；

U_N ——分别是一、二次额定电压。

三相变压器额定电流为

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3}U_N} \quad (2-8)$$

三相变压器绕组为星形联结时，线电流为相电流；三角形联结时线电流等于 $\sqrt{3}$ 倍的相电流。

7. 绕组联结组标号

变压器同侧绕组是按一定形式连接的。

三相变压器或组成三相变压器组的单相变压器，则可以为星形、三角形联结等。星形联结是各相线圈的一端接成一个公共点（中性点），其余端子接到相应的线端上；三角形联结是三个相线圈互相串联形成闭合回路，由串联处接至相应的线端。

星形、三角形、曲折形等联结，现在对于高压绕组分别用符号 Y、D、Z 表示；对于中压和低压绕组分别用符号 y、d、z 表示。有中性点引出时则分别用符号 YN、ZN 和 yn、zn 表示。

变压器按高压、中压和低压绕组联结的顺序组合起来就是绕组的联结组，例如，变压器按高压为 D，低压为 yn 联结，则绕组联结组为 Dyn (Dyn11)。

8. 调压范围

变压器接在电网上运行时，变压器二次电压将由于种种原因发生变化，影响用电设备的正常运行，因此变压器应具备一定的调压能力。根据变压器的工作原理，当高、低压绕组的匝数比发生变化时，变压器二次电压也随之变化，达到改变变压器匝数比即可达到调压的目的。变压器调压方式通常分为无载调压和有载调压两种方式。当二次侧不带负载，一次侧又与电网断开时的调压为无载调压，在二次侧带负载下的调压为有载调压。

9. 空载电流

当变压器二次绕组开路，一次绕组施加额定频率的额定电压时，一次绕组中所流过的电流称空载电流 I_0 ，变压器空载合闸时有较大的冲击电流。

10. 阻抗电压和短路损耗

当变压器二次侧短路，一次侧施加电压使其电流达到额定值，此时所施加的电压称为阻抗电压 U_Z ，变压器从电源吸取的功率即为短路损耗。以阻抗电压与额定电压 U_N 之比的百分数表示。即

$$u_z = \frac{U_Z}{U_N} \times 100 (\%)$$

11. 电压调整率

变压器负载运行时，由于变压器内部的阻抗压降，二次电压将随负载电流和负载功率因

数的改变而改变。电压调整率即说明变压器二次电压变化的程度大小，为衡量变压器供电质量的数据，其定义为：在给定负载功率因数下（一般取 0.8），二次空载电压 U_{2N} 和二次负载电压 U_2 之差与二次额定电压 U_{2N} 的比，即

$$\Delta U\% = \frac{U_{2N} - U_2}{U_{2N}} \times 100(\%)$$

式中 U_{2N} ——二次额定电压，即二次空载电压；

U_2 ——二次负载电压。

电压调整率是衡量变压器供电质量好坏的物理量。

12. 效率

变压器的效率 η 为输出的有功功率与输入的有功功率之比的百分数。通常中小型变压器的效率达到 90% 以上，大型变压器的效率在 95% 以上。

13. 温升和冷却方式

(1) 温升 变压器的温升，对于空气冷却变压器是指测量部位的温度与冷却空气温度之差；对于水冷却变压器是指测量部位的温度与冷却器入口处水温之差。

油浸式变压器绕组和顶层油温升限值：因为 A 级绝缘在 98℃ 时产生的绝缘损坏为正常损坏，而保证变压器正常寿命的年平均气温是 20℃，绕组最热点与其平均温度之差为 13℃，所以绕组温升限值为 98℃ - 20℃ - 13℃ = 65℃。

油正常运行的最高温度为 95℃，最高气温为 40℃，所以顶层油温升限值为 95℃ - 40℃ = 55℃。

(2) 冷却方式 变压器的冷却方式有多种，如干式自冷、油浸式风冷等，各种方式适用于不同种类的变压器。

二、干式变压器

干式变压器是指铁心和绕组不浸渍在绝缘液体中的变压器。在结构上可分为以固体绝缘包封绕组和不包封绕组。

1. 环氧树脂绝缘干式变压器

环氧树脂是一种早就广泛应用的化工原料，它不仅是一种难燃、阻燃的材料，而且具有优越的电气性能，已逐渐为电工制造业所采用。

用环氧树脂浇注或浸渍作包封的干式变压器即称为环氧树脂干式变压器。

2. 气体绝缘干式变压器

气体绝缘变压器为在密封的箱壳内充以六氟化硫（ SF_6 ）气体代替绝缘油，利用 SF_6 气体作为变压器的绝缘介质和冷却介质。它具有防火、防爆、无燃烧危险，绝缘性能好，与油浸变压器相比重量轻，防潮性能好，对环境无任何限制，运行可靠性高，维修简单等优点，缺点是过载能力稍差。

3. H 级绝缘干式变压器

近年来除了常用的环氧树脂真空浇注型干式变压器外，又推出一种采用 H 级绝缘干式变压器。用作绝缘的 NOMEX 纸具有非常稳定的化学性能，可以连续耐受 220℃ 高温，在起火情况下，具有自熄能力；即使完全分解，亦不会产生烟雾和有毒气体，电气强度高，介电常数较小。

三、惠州 LNG 电厂配置的主要变压器及其技术规范

(一) 主变（见表 2-2）

表 2-2 主变压器技术规范

主 变 型 号	SFP-480000/220	三相	50Hz	户外使用
额定容量	480MVA	冷却方式		ODAF(强油循环风冷)
额定电压	(242 ±2 ×2.5 %)/20kV	联结组标号		YNd11
额定电流	1145.2/13856.4A			
抽头位置	3 挡	实际电压比		242/20
绝缘水平	h. v 线路端子	SI/LI/AC		750/950/395kV
	h. v 线路端子	LI/AC		400/200kV
	L. v 线路端子	LI/AC		125/55kV
空载电流(%)	0.052	空载损耗/kW		188.1
负载损耗/kW	976.6	短路阻抗(%)		13.8
器身重量/t	183	油重/t		38.4
上节油箱重/t	16.7	总重/t		265.6

(二) 主变冷却器（见表 2-3）

表 2-3 主变冷却器技术规范

冷却器型号	YF3-315	额定冷却容量/kW	315
进口风温/℃	20	出口油温/℃	60
油重/kg	133	不带油总重/kg	2000
额定油流量/(m³/h)	135	额定风流量/(m³/h)	57000

(三) 主变中性点接地隔离开关（见表 2-4）

表 2-4 主变中性点接地隔离开关技术规范

型号	GW13-126/630				
额定电压/kV	126		额定电流/A	630	
额定热稳定电流/kA	20		额定动稳定电流/kA	50	
额定短时工频耐受电压/kV	对地	200	额定雷电冲击耐受电压/kV	对地	450
	断口	250		断口	520

(四) 厂高变（见表 2-5）

表 2-5 厂高变技术规范

高变型号	S10-16000/20	三相	50Hz	户外使用
额定容量/kVA	16000	冷却方式		ONAN(油浸自冷)
额定电压/kV	(20±2×2.5%)/6.3	联结组标号		DYn1
抽头位置	3 挡	实际电压比		20/6.3
绝缘水平	LI 125 AC 55/ LI 75 AC 35	H. V/L. V 短路阻抗/Ω		2.01
空载电流(%)	0.16	空载损耗/kW		12.19
负载损耗/kW	64.56	短路阻抗(%)		8.03
器身重量/t	16.5	油重/t		7.6
上节油箱重/t	2.7	总重/t		32.6

(五) 启备变（见表 2-6）

表 2-6 启备变技术规范

型 号	SZ10-16000/220	三相 50Hz 户外使用,有载调压	
额定容量/kVA	16000	冷却方式	ONAN(油浸自冷)
额定电压/kV	(220±8×1.25%)/6.3kV	额定电流/A	41.99/1466
绝缘水平	LI950AC935/LI400 AC200/LI75AC35	联结组标号	YNyn0
空载电流(%)	0.16	空载损耗/kW	17.63
负载损耗/kW	72.99	短路阻抗(%)	7.95
器身重量/t	21.0	油重/t	21.0
上节油箱重/t	5.6	总重/t	59.5

(六) 干式公用变（见表 2-7）

表 2-7 干式公用变技术规范

型 号	SCB10-1000/6.3	额定频率	50Hz 三相
额定容量/kVA	1000	冷却方式	AN(自冷)
额定电流/A	91.6/1443	联结组标号	DYn11
绝缘水平	LI 75 AC 35/ LI 0 AC 3	绝缘等级	F 级
防护等级	IP20	短路阻抗(%)	5.72
总重/kg	3355	温升限值/K	100
产品代号	SD9722518-1	使用条件	户内式

第二节 变压器的运行与维护

一、变压器中性点运行方式及规定

- 1) 各变压器中性点接线方式：主变高压侧中性点经接地隔离开关直接接地；启备变高压侧中性点经接地线直接接地，低压侧中性点经接地开关隔离及电阻接地（高阻接地）；厂高变低压侧中性点经接地隔离开关及电阻接地（高阻接地），全部低压厂用变低压侧中性点经接地线直接接地。
- 2) 各变压器中性点运行方式：正常运行时，启备变高压侧中性点经接地线直接接地，低压侧中性点的接地隔离开关合上；厂高变低压侧中性点接地隔离开关合上，全部低压厂用变低压侧中性点经接地线直接接地。主变高压侧中性点的接地隔离开关按中调要求执行。
- 3) 220kV 变压器停送电操作前，必须先将变压器中性点直接接地后，才可进行操作。操作完成后根据中调对中性点接地方式的要求，再拉开（或不拉开）中性点接地隔离开关。
- 4) 倒换变压器中性点接地隔离开关时，应先合上原不接地变压器的中性点接地隔离开关后，再拉开原直接接地变压器的中性点接地隔离开关，原则是保证电网不失去接地点。
- 5) 当 220kV 母线并列运行时，必须保证有一台主变中性点接地隔离开关合上；当 220kV

母线分段运行时，必须保证每一段 220kV 母线上有一台主变的中性点接地隔离开关合上。

6) 变压器由运行转检修时，应将中性点接地隔离开关拉开。

7) 如中调对 220kV 变压器的中性点接地有特殊规定，按中调要求执行。

二、变压器的绝缘规定

1) 变压器在检修后或停运 7 天以上，再次投运前，应测量其绝缘阻值和吸收比，并记录结果。

2) 变压器绕组电压在 10kV 以上，测绝缘电阻应选用 5000V 绝缘电阻表；在 10kV 以下 3kV 以上，应选用 2500V 绝缘电阻表；500V 及以下选用 500V 绝缘电阻表。

3) 变压器绝缘电阻的允许值不做具体规定，但必须符合以下标准：吸收比 R_{60}/R_{15} 不低于 1.3 或极化指数 R_{600}/R_{60} 不低于 1.5。

4) 测量变压器绕组绝缘电阻不合格时，应及时汇报当值值长，联系检修人员查找原因并及时处理，绝缘电阻合格后方可投入运行。

三、220kV 变压器有载调压分接开关操作的有关规定

变压器的有载调压分接头接在变压器的高压侧，如系统电压发生变动或厂用电负载变化需调整电压时，只需改变高压侧分接头开关位置即可达到低压侧所需的电压来保证厂用电的质量，它能在额定容量范围内带负载调整电压。变压器有载调压分接开关操作规定如下：

1) 需经值长同意后，才能进行有载调压分接开关的操作。

2) 有载调压分接开关操作必须是一人操作，一人监护。

3) 当变压器电流超过额定电流的 1.1 倍时，不允许操作调压分接开关。

4) 有载调压分接开关正常操作时，应采用远程控制，在特殊情况时，经值长同意后，可在就地电动操作。

5) 应逐级调压，分接变换操作必须在一个分接变换完成，且检查无异常情况，方可进行第二次分接变换。同时监视分接抽头就地和远程指示位置一致，变压器低压侧电压、电流的变化等情况，如在完成一次分接抽头交换操作后，变压器低压侧电压无变化，应停止操作，查明原因。

6) 电动操作时，按下操作按钮后，不得持续按着操作按钮，以防连续切换数级。

7) 当 220kV 系统电压高于变压器分接头电压的 5% 时，应及时进行调整。

8) 当变压器调压抽头油箱绝缘油的色谱分析数据出现异常（主要为乙炔和氢的含量超标）或油位异常升高或降低，不允许分接变换操作。

9) 每次变压器调压分接开关操作后，都应将操作时间、分接位置、电压变化情况及累计动作次数进行记录。

10) 在变压器供机组厂用电期间，应该加强监视变压器低压侧电压，变压器低压侧电压应控制在 $6.3 (1 \pm 5\%) \text{ kV}$ 之间，如电压不在此范围，应调整变压器的有载抽头。

11) 分接开关操作中发生下列异常情况时应作如下处理，并及时汇报。

① 操作中若发生连续动作时（连续升或连续降），应在指示盘上出现第二个分接位置时立即切断操作电源；

② 若分接头停在两挡的中间位置，则应手摇到就近适当的分接位置；

③ 远程电气控制操作时，计数器及分接位置指示正常，而电压表和电流表又无相应变化，应立即切断操作电源，中止操作；

④ 分接开关发生拒动、误动；电压表和电流表变化异常；电动机构或传动机械故障；分接位置指示不一致；内部切换异声；过压力的保护装置动作；看不见油位或大量喷漏油及危及分接开关和变压器安全运行的其他异常情况时，应禁止或中止操作。

四、变压器无载调压抽头有关规定

1) 主变、厂高变、干式变为无载调压，必须断开变压器各侧电源，并做好安全措施后由维修人员改变其调压抽头，分接头变换完毕后，应注意分接头位置的正确性，同时应确认线圈直流电阻在允许范围并检查锁紧位置，并对分接头变换情况作好记录，以便随时核查。

2) 变压器直流电阻的要求

① 1.6MVA 以上变压器，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1%。

② 1.6MVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的 4%，线间差别一般不大于三相平均值的 2%。

③ 与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%。

五、油浸式变压器早期故障在线监测仪有关规定

主变、厂高变和启备变都安装了变压器早期故障在线监测仪，包括了变压器油在线监测和变压器套管在线监测。变压器油在线监测系统主要监视主变、厂高变和启备变油中氢气 (H_2) 含量。变压器套管在线监测系统监视主变和启备变高压侧套管的介质损耗值。当变压器油中氢气含量超过装置设定的一级或二级报警值，或者变压器套管介质损耗值超过系统设定值时，集控楼电子设备间的变压器在线监控电脑中会有相应的报警信息发出，此时应立即通知检修人员进行处理。

六、主变冷却器的运行方式和规定

1) 主变冷却器采用强迫导向油循环风冷 (ODAF) 的冷却方式，共有五组冷却器，当四组冷却器正常运行时，可以满足主变满载运行冷却要求。每组冷却器包括一台潜油泵和三台冷却风扇。

2) 主变冷却器配置了全停保护，投入“冷却系统全停延时跳闸保护”，当冷却系统全停后，上层油温不超过 75°C ，延时 1h 跳主变高压侧断路器；若上层油温超过 75°C ，延时 20min 跳主变高压侧断路器。

3) 在主变上电前应手动逐台试验主变冷却器工作是否正常。

4) 主变五组冷却器每月应倒换一次，轮流退出作备用。

5) 主变在长期空载运行或长期带厂用电运行时，不允许无冷却器运行。运行选择方式为一组工作，一组备用，一组辅助，两组停止。发电机并网运行后，运行选择方式为两组工作，两组辅助，一组备用。

6) 主变冷却器系统由两路三相 380V/50Hz 交流电源供电，两者互为备用，通过冷却系统控制箱内的交流电源选择开关选择其中一路为工作电源，另一路为备用电源。正常运行

时，工作电源投入运行，备用电源处于备用状态，当运行中的工作电源发生故障时，会自动转由备用电源供电；当故障的工作电源恢复正常后，又自动转由工作电源供电。

7) 主变冷却器两路电源应每半年切换一次。

8) 当合上主变高压侧断路器对主变充电后，运行人员应该就地检查各运行方式转换开关处于“工作”位置的主变冷却器已自动投入运行，无异常现象。

9) 主变运行中，冷却器的投入台数按照主变上层油温决定，可手动投退。上层油温正常情况下，应该控制在 75℃ 以下。

10) 正常情况下，禁止切换正在处于运行状态的冷却器组的运行方式选择开关。

七、变压器正常运行中的监视与维护

值班人员应按现场规程定期监视、检查运行中和备用中的变压器及其附属设备，以便了解和掌握变压器的运行状态。

(一) 变压器的监视

变压器在运行中，值班人员应根据控制盘上的仪表（有功、无功、电流表、温度表等）来监视变压器的运行状态，使负载电流不超过允许值，电压不得过高，温度在允许范围内等，并每小时记录表计数据一次。若变压器在过载条件下运行，除应积极采取措施（如改变运行方式、降低负载等）外，还应加强监视并将过载情况记在记事本上。

厂用变压器的检查维护周期内应根据现场实际情况及有关制度进行检查。

(二) 油浸式变压器的正常检查与维护

1) 值班人员应按岗位职责，对油浸式变压器及其附属设备进行全面维护和检查。

2) 检查储油柜及充油套管内油位高度应正常，油色应透明稍带黄色，其外壳无漏油、渗油现象。

3) 检查变压器瓷套管应清洁无裂纹并无放电现象，引线接头接触良好无过热现象。

4) 检查变压器上层油温不超过允许温度。自冷油浸式变压器上层油温应在 85℃ 以下，强油风冷变压器上层油温应在 75℃ 以下。同时，监视变压器温升不超过规定值，并做好温度检查记录。

5) 检查变压器的声音应正常。变压器在运行中一般有均匀的“嗡嗡”声，如内部有“噼啪”的放电声，则可能是绕组绝缘有击穿现象，如声音不均匀，则可能是铁心和穿心螺母有松动现象。发现以上异常声音时，应迅速向值长汇报。

6) 协助化学人员做好变压器绝缘油的定期取样工作。运行人员应及时掌握化验结果，及时发现变压器中可能存在的异常情况。

(三) 干式变压器的正常维护和检查

干式变压器是以空气为冷却介质，比起油浸式变压器具有体积小、质量小、安装容易、维护方便，没有火灾和爆炸危险等特点。在运行中的正常检查维护内容如下：

1) 高低压侧接头无过热，电缆头无漏油、渗油现象。

2) 绕组的温升，根据变压器采用的绝缘等级，监视温升不得超过规定值。

3) 变压器室内无异味，运行声音正常，室温正常，其室内吹风通风设备良好。

4) 支持绝缘子无裂纹、放电痕迹。

5) 变压器室内屋顶无漏水、渗水现象。

（四）变压器的特殊检查项目

在下列情况下应对变压器进行特殊巡视检查，增加巡视检查次数：新设备或经过检修、改造的变压器在投运 72h 内；有严重缺陷时；气象突变（如大风、大雾、大雪、冰雹、寒潮等）时；雷雨季节特别是雷雨后；高温季节、高峰负载期间；变压器急救负载运行时。当出现上述状况时，检查项目如下：

- 1) 当系统发生短路故障或变压器故障跳闸后，应立即检查变压器系统有无爆裂、断脱、变形、移位、焦味、烧伤、闪络、烟火及喷油现象。
- 2) 下雪天气，应检查变压器引线接头部分是否有落雪后立即融化或冒蒸汽现象，导线部分应无冰柱。
- 3) 雷雨天气，检查瓷套管有无放电闪络现象，并检查避雷器放电记录器的动作情况。
- 4) 大风天气应检查引线摆动情况及有无搭挂杂物。
- 5) 大雾天气，检查瓷套管有无放电闪络现象。
- 6) 气温骤冷或骤热，应检查变压器的油位及油温是否正常，伸缩节导线及接头是否有变形或发热现象。
- 7) 变压器过载时对变压器的温度、温升进行特别检查，其冷却系统的风扇、油泵运行正常。
- 8) 变压器异常运行期间（如轻瓦斯动作）应对变压器的外部进行检查。
- 9) 大修及新安装的变压器在试运行期间，对变压器的声音、电流、温度、引线套管等部位进行检查无异常及过热现象，同时变压器本体应无漏油、渗油现象，气体继电器内无气体。

八、变压器投入运行前的准备

（一）变压器投入运行前应做好的准备工作

变压器投入运行前应做好下列工作：

- 1) 有关工作票已结束，拆除临时安全措施，恢复常设遮栏及标示牌。
- 2) 检查变压器高低压侧断路器、隔离开关、PT 隔离开关均在断开位置。
- 3) 按要求测试变压器的绝缘电阻，将结果记录，并与以前所测值比较，如有异常应立即报告处理。
- 4) 如果是有载调压变压器投入运行，有载分接头开关电动操作试验应正确无误。
- 5) 检查变压器的保护投入正常，保护装置无异常现象。

（二）油浸式变压器投入运行前应进行的检查工作

油浸式变压器投入运行前按下列要求进行检查：

- 1) 检查储油柜和充油管油的油色和油位正常。
- 2) 气体继电器充满油，内部无气体。
- 3) 检查变压器顶部无遗留物，各部分引线接触良好，套管瓷绝缘子清洁，无放电痕迹。
- 4) 检查油箱，冷却器无渗油、漏油现象。
- 5) 检查吸湿器硅胶颜色正常，呼吸畅通。
- 6) 变压器接地线牢固。

- 7) 检查油路各阀门位置正确。
- 8) 确认压力释放设备正常。
- 9) 检查照明、消防设备正常并已投入运行。
- 10) 检查变压器就地控制柜已送电，就地控制柜的辅助电源已送上。
- 11) 确认变压器分接开关位置正确。
- 12) 分别试验起动各组冷却器，检查油泵，风扇运行正常，阀门位置正确，无异常声音或过大振动。试验完成后，应将冷却器的选择开关放在正常运行选择位置。
- 13) 检查母线、避雷器及其断路器等设备是否正常。

(三) 干式变压器投入运行前的检查工作

干式变压器投入运行前应进行下列检查：

- 1) 检查所有紧固件、连接件、标准件无松动。
- 2) 检查变压器本体及套管无异物。
- 3) 检查安装于变压器外罩上的温度显示器外观正常（温度显示器在变压器充电后将自动投入运行）。
- 4) 检查变压器的铁心是否良好及永久性接地。
- 5) 高低压绝缘电阻的测试合格。
- 6) 检查变压器外罩前后柜门已关好锁紧。

第三节 变压器的倒闸操作

一、变压器的操作与并列运行的一般规定

(一) 变压器的操作

1. 一般规定
 - 1) 新安装（或大修后）的变压器，投运前应分别进行5（3）次全电压冲击。
 - 2) 合闸试验，试验时变压器差动、气体保护全部投入。
 - 3) 变压器并、解列操作应使用断路器进行，严禁用隔离开关投入或停运变压器。
 - 4) 变压器倒闸操作严格按操作票进行。
 - 5) 主变压器投运或停运前，必须合上其中性点接地隔离开关，正常运行时主变中性点的接地方式应符合调度规定。
 - 6) 变压器充电时，应根据表计变化，确认充电良好方可接带负载，并对断路器及变压器各部进行检查。
 - 7) 用无载调压变压器调整分头工作，必须在变压器停电后，并在专用记录本上写明分头位置及变动原因。
 - 8) 主变压器分接头切换应根据系统调度员的命令执行。
2. 变压器的停送电操作顺序
 - 1) 单电源变压器。单电源变压器停电时应先断开负载侧断路器，再断开电源侧断路器，最后拉开各侧刀闸，送电时操作顺序与此相反。

2) 双电源或三电源变压器。双电源或三电源变压器停电时,一般先断开低压侧断路器,再断开中压断路器,然后断开高压侧断路器,最后拉开各侧隔离开关,送电操作顺序与此相反。特殊情况下,此类变压器停送电的操作顺序还必须考虑保护的配备和潮流分布情况。

3) 中性点直接接地系统电压为 110kV 及以上的空载变压器停送电操作前,应将变压器中性点接地,防止中性点绝缘受损。

4) 用无载调压分接开关进行电压调整时,应将变压器停运后,才可改变变压器的分接头位置,并应注意分接头位置的正确性。在切换分接头以后,必须用欧姆表或测量用电桥检查回路的完整性和三相电阻的一致性。变压器如有带负载调压装置时,可以带负载手动或自动调压。

(二) 变压器的并列运行

变压器的并列运行就是将两台或两台以上变压器的一次绕组并联在同一电压等级的母线上,二次绕组并联在另一电压等级的母线上运行。

为了达到变压器的理想运行状态,变压器并列运行时,必须满足下列条件:

- 1) 各台变压器的联结组标号应相同;
- 2) 各台变压器的电压比应相等;
- 3) 各台变压器的短路电压(或阻抗百分数)应相等;
- 4) 新安装或大修后的变压器,除了满足上述三个条件外,还应核对变压器一、二次侧的相序相同。

二、变压器停送电倒闸操作的一般规定

在变压器倒闸操作过程中,应严格遵守以下原则:

1) 变压器各侧装有断路器时,必须使用断路器进行分合负载电流及空载电流的操作。如没有断路器时,可用隔离开关拉合空载电流不大于 2A 的变压器。

2) 变压器投入运行时应由装有保护装置的电源侧进行充电。变压器停止时,装有保护装置的电源侧断路器则应最后断开。

3) 变压器送电时采用先送高压侧,后送低压侧的方法;停电时反之。

4) 对于中性点直接接地系统的变压器,在投入或停止运行时,均应先合中性点接地隔离开关,以防过电压损坏变压器的绕组绝缘。必须指出,在中性点直接接地系统内仅一台变压器中性点接地运行时,若要停止此台变压器,必须先合另一台运行变压器的中性点接地隔离开关后方可操作。否则,会使这个系统短时变成中性点绝缘的系统。变压器投入运行后,应根据值长的命令和系统的中性点方式的需要,切换中性点接地隔离并关的状态。

强油循环冷却装置的安全运行,直接影响到变压器的安全运行。所以,对冷却装置的投入或停止运行有以下要求:

1) 在变压器送电操作前,冷却器装置能自动投入和退出。冷却器电源的控制回路受变压器断路器的辅助触点控制。根据断路器的状态来控制冷却器的运行或停止,实现自动控制的功能。

2) 变压器在投运时,应先起动冷却装置。变压器停止运行后,停止强迫油循环冷却装置的运行。

3) 冷却装置的冷却器在投运时,应根据具体情况来选择工作、辅助、备用状态,确保

在变压器运行过程中，工作冷却器发生故障时，备用冷却器能自动联动投入。

4) 冷却系统有两路独立的交流电源，以提高电源的可靠性。两路电源可任意一个工作（或备用），当一路发生故障时，另一路自动联动投入。

5) 为了保证冷却器工作的可靠性，在变压器投运前，应做冷却器与冷却电源和变压器断路器与冷却器的联投、联停试验。

对于新安装的或大修后变压器投入运行时，由于是全电压投入，应做好运行技术措施。作为投入的基本试验内容为充电 5 次、定相试验及保护联投试验。在投运过程中，应特别注意气体保护的运行情况。当变压器轻重瓦斯保护动作后，要及时采取气样、油样进行分析，必要时进行色谱分析。

三、主变和厂高变停电的典型操作

以惠州 LNG 电厂为例，该厂设置有发电机出口断路器，主变采用 GIS 断路器接入 220kV 系统，主变低压侧与厂高变高压侧直接相连，之间没有设置断路器，主变与厂高变同时停送电。以该厂 #1 主变和 #1 厂高变为例，简述变压器停电的典型操作：

1) 检查 220kV#1 主变、20kV#1 厂高变保护装置运行正常，各仪表、信号均显示正常，无异常报警信号。

2) 检查 220kV#1 主变中性点接地隔离开关在合闸位置。

3) 检查 #1 发电机出口隔离开关在分闸位置。

4) 检查 20kV#1 厂高变中性点接地隔离开关在合闸位置。

5) 检查 #1 机 6kV 母线已转由 220kV 启备变供电。

6) 检查 #1 机 6kV 母线厂用快切装置已停运。

7) 检查 #1 机 6kV 母线工作电源进线开关在隔离位置。

经中调同意，合上 220kV 的一台其他主变中性点接地隔离开关（变压器中性点切换原则是保证电网不失去接地点，采用先合后拉的操作方法）。

8) 断开 220kV#1 主变高压侧断路器。

9) 拉开 220kV#1 主变高压侧断路器的 I 母隔离开关。

10) 断开 220kV#1 主变低压侧 PT 二次侧断路器。

11) 拉开 220kV#1 主变中性点接地断路器开关。

12) 拉开 20kV#1 厂高变中性点接地断路器开关。

13) 断开 20kV#1 厂高变低压侧 PT 变送器辅助电源开关。

14) 取下 20kV#1 厂高变低压侧 PT 的二次熔丝。

15) 在 220kV#1 主变高压侧避雷器处验电，确认其无压。

16) 合上 220kV#1 主变高压侧接地开关。

17) 合上 220kV#1 主变高压侧断路器的母线侧接地开关。

18) 断开 220kV#1 主变高压侧断路器及隔离开关的控制电源。

19) 合上 220kV#1 主变低压侧接地开关。

20) 在 220kV#1 主变高压侧避雷器处验电，确认其无电压。

21) 在 220kV#1 主变高压侧避雷器处装设一组临时地线。

22) 在 20kV#1 厂高变低压侧 PT 处验电，确认其无电压。

- 23) 在 20kV#1 厂高变低压侧 PT 处装设一组临时地线。
- 24) 取下 20kV#1 厂高变低压侧 PT 的一次熔丝。
- 25) 复归报警信号, 检查无异常报警。

四、主变和厂高变受电的典型操作

以该厂#1 主变和#1 厂高变为例, 简述变压器受电的典型操作:

220kV#1 主变及厂高变断路器由检修状态转为由 I 母供电。

1) 检查确认 220kV#1 主变高压侧断路器、220kV#1 主变、20kV#1 厂高变相关检修工作票已结束, 现场清洁无杂物。

2) 检查 220kV#1 主变、20kV#1 厂高变保护装置运行正常, 压板投入正常, 无异常报警。

- 3) 检查 220kV#1 主变高压侧断路器在分闸位置。
- 4) 检查#1 发电机出口隔离开关在分闸位置。
- 5) 检查 20kV#1 厂高变中性点接地隔离开关在分闸位置。
- 6) 检查#1 机 6kV 母线工作电源进线开关在隔离位置。
- 7) 检查#1 机 6kV 母线厂用快切装置已停运。
- 8) 送上 20kV#1 厂高变低压侧 PT 一次熔丝。
- 9) 拆除在 20kV#1 厂高变低压侧 PT 处装设的临时地线。
- 10) 拆除在 220kV#1 主变高压侧避雷器处装设的临时地线。
- 11) 拉开 220kV#1 主变低压侧接地开关。
- 12) 合上 220kV#1 主变高压侧断路器及隔离开关的控制电源。
- 13) 检查 220kV#1 主变各仪表、信号均显示正常, 无异常报警信号。
- 14) 拉开 220kV#1 主变高压侧接地开关。
- 15) 拉开 220kV#1 主变高压侧断路器的母线侧接地开关。
- 16) 确认 220kV#1 主变绝缘合格, 已具备送电条件。
- 17) 合上 220kV#1 主变中性点接地隔离开关。
- 18) 合上 20kV#1 厂高变中性点接地隔离开关。
- 19) 送上 20kV#1 厂高变低压侧 PT 的二次熔丝。
- 20) 合上 20kV#1 厂高变低压侧 PT 变送器辅助电源开关。
- 21) 合上 220kV#1 主变低压侧 PT 二次侧断路器。
- 22) 合上 220kV#1 主变高压侧断路器的 I 母隔离开关。
- 23) 检查 220kV#1 主变冷却器试运行正常, 且运行方式为两组工作、两组辅助、一组备用。
- 24) 采用“无压合”方式合上 220kV#1 主变高压侧断路器。
- 25) 确认 220kV#1 主变高压侧断路器已在合闸位置。
- 26) 确认 220kV#1 主变运行正常。
- 27) 检查处于“工作”位置的两组 220kV#1 主变冷却器运行正常。
- 28) 确认 20kV#1 厂高变运行正常。
- 29) 经中调同意, 拉开 I 母上一台主变的中性点接地隔离开关 (保持该母线只有一台变

压器中性点接地)。

30) 复归报警信号，检查无异常报警。

第四节 变压器异常运行及事故处理

一、变压器应立刻停止运行的几种情况

变压器发生下列情况之一者应立刻停止运行：

(1) 变压器的油箱内有强烈而不均匀的噪声和放电的声音，内部有爆裂声，变压器在运行中出现强烈而不均匀的噪声且振动加大。

(2) 变压器储油柜或防爆管向外喷油。

(3) 变压器在正常负载和正常冷却方式下，变压器油温不断升高。

(4) 油色变化过甚，在取样进行分析时，可以发现油内含有碳粒和水分，油的酸价增高，闪光点降低，绝缘强度降低，这说明油质急剧下降，这时很容易引起绕组与外壳间发生击穿事故。

(5) 瓷套管发现大的碎片和裂纹，或表面有放电及电弧的闪络痕迹时，尤其在闪络时，会引起套管的击穿，因为这时发热很剧烈，套管表面膨胀不均，甚至会使套管爆炸。

(6) 变压器着火，此时应将变压器从电网切断后用消防设备进行灭火。在灭火时，须遵守消防规程的有关规定。

对于上述故障，在一般情况下，变压器的保护装置会动作，将变压器两侧的断路器自动跳闸，如保护因故未动作，则应立即手动停用变压器，再由检修人员进行检修。

二、变压器常见异常和故障处理

(一) 变压器油位过高或过低

变压器的油位是随变压器内部油量的多少、油温的高低、变压器所带负载的变化、周围环境温度的变化而变化的。此外，由于变压器箱体各部焊缝和放油门不严造成渗漏油也会影响变压器油位的变化。

值班人员如果发现变压器的油位高于油位线时，应通知检修人员放油，使油位降低到油位线以下。

当变压器油位过低，低于变压器上盖时，会使变压器的引接线部分暴露在空气中，降低了这部分的绝缘强度，有可能造成闪络。运行值班人员如发现油位过低、看不到油位计的油位时，应对变压器各部位进行检查，查明原因，并通知检修人员加油。

如果变压器有漏油现象，漏油量不大时，可临时采取堵漏的方法，并及时补油。

变压器油位下降时，若在运行中进行补油，应将“重瓦斯”保护退出，补油后运行24h，变压器运行无异常，再将“重瓦斯”保护投入。

当变压器的引出线采用充油套管时，套管油位随气温影响变化较大，不得满油或缺油。发现油位过高或过低时，应放油或加油。

(二) 变压器油温升高

1) 检查变压器测温装置是否正常，温度表是否指示正确。

2) 检查变压器是否过载, 如果是因为过载引起温度过高, 应调整发电机出力或改变运行方式使变压器负载降到额定值, 保持变压器温度在报警值以下。

3) 如果未过载, 检查变压器冷却系统的运行情况。如果运行中的冷却器故障而备用冷却器或辅助冷却器在油温高于其起动值又未能自动投入, 应切换冷却系统运行选择方式, 将备用的冷却器切换至运行方式。

4) 检查冷却装置的各阀门开启正确, 散热器表面无大量的积垢。

5) 在正常负载和正常冷却条件下, 变压器油温较平时高出 10°C 以上或变压器负载不变, 油温不断上升, 而检查结果证明冷却装置及冷却管路良好, 且温度计、测点无问题, 则认为变压器已有内部故障 (如铁心故障或绕组匝间短路等)。此时运行人员应加强对变压器的负载监视。进行变压器油的色谱分析, 经过综合判断, 查明原因, 停止变压器运行。

(三) 变压器油色不正常

变压器内的绝缘油可以增加变压器内各部件间的绝缘强度, 还可以使变压器的绕组和铁心得到冷却, 并且具有熄灭电弧的作用。在检查变压器的过程中, 对油色、油位的变化要密切监视。并根据油色、油位的变化, 判断变压器的异常。变压器在运行中, 由于长期受温度、电场及化学复合分解的作用, 会使油质劣化。油质劣化的原因主要是空气和温度的影响。

在变压器中, 空气在油箱内的空间与油面接触, 而空气中危害最大的是氧气。油被空气氧化后, 生成各种有机酸类, 可能造成油质劣化。变压器长期通过负载电流时, 绕组温度升高, 在油温 70°C 以下时, 油几乎很少发生变质, 当温度达到 120°C 或更高时, 油将发生氧化。值班人员在变压器跳闸及正常巡视检查时, 若发现变压器油位计中油的颜色发生变化, 应汇报值长通知检修人员, 取油样进行分析化验。当化验后发现油内含有碳粒和水分, 油的酸价增高、闪点降低、绝缘强度也降低, 这说明油质已急剧劣化、变压器内部存在故障。因此, 运行人员应尽快联系投入备用变压器, 停止该变压器的运行。在正常检查巡视中, 运行人员观察储油柜的油色应是透明带黄色。如呈现红棕色, 则说明出现油质劣化现象, 应通知有关部门进行油化验, 并根据化验结果决定是进行油处理或是更换新油。

(四) 变压器过载

变压器的过载运行分为两种情况, 即正常过载和事故过载。

1) 变压器正常过载。变压器在运行中负载是经常变化的。日负载曲线的负载率大多小于 1。负载曲线有高峰和低谷, 在高峰期间可能过载, 绝缘寿命损失将增加; 而欠负载运行时, 绝缘寿命损失将减小。只要将在大负载期间 (高峰期间) 多损耗的绝缘寿命和在小负载 (低谷) 期间少损失的绝缘寿命互相补偿, 仍可获得变压器的使用年限, 不增加变压器寿命损失的过载称为正常过载。

在正常过载时, 油浸自冷变压器为额定值的 1.3 倍, 强迫循环风冷变压器为额定值的 1.2 倍。在过载期间, 绕组最热点的温度不超过 140°C , 上层油温不超过 90°C 。

运行人员在变压器过载时, 应遵照现场运行规程中允许过载规定执行。

2) 变压器事故过载。当发电厂及电力系统发生事故时, 为了保证对重要用户的连续供电, 故允许变压器在短时间内 (消除故障所必须用的时间) 过载运行, 称为事故过载。事故过载是以牺牲变压器的寿命为代价, 但如果严格执行变压器事故过载规定的数值和时间, 不会过分牺牲变压器的寿命。

变压器事故过载的时间和数值，根据不同的冷却方式和环境温度，应按照制造厂规定执行。在无制造厂规定时，应按表 2-8 执行。

表 2-8 变压器允许过载倍数和时间

过载倍数	1.30	1.45	1.60	1.75	2.00	2.40	3.00
允许持续时间/min	120	80	30	15	7.5	3.5	1.5

变压器过载期间，冷却系统的冷却器全部开启投入。应特别注意，变压器有严重缺陷时，如铁心烧损、线圈匝间故障修复后，不应过载运行。

变压器在过载时，其各部分的温度比额定负载时高，使绝缘材料的机械、电气性能变坏，逐渐失去绝缘材料原有的性能，产生绝缘老化现象。这种绝缘材料虽有一定的电气强度，但变得干燥而又脆弱，在发生外部故障或正常运行中冲击产生电动力的作用下，很容易损坏。绝缘的老化程度主要受温度的影响。

运行中的变压器过载时，出现电流指示超过额定值，有功、无功电能表指针指示增大，可能伴有“变压器过载”信号及“变压器超温”信号等报警。

值班人员在发现上述异常现象时，应按下述原则处理：

- 1) 复归报警，汇报值长，记录过载运行时间。
- 2) 调整负载的分配情况。联系值长采用切换、转移的方法，减少该变压器所带的负载。
- 3) 及时调整运行方式，若有备用变压器时，应将备用变压器投入并列运行，分担一部分负载。
- 4) 属于正常过载，可根据正常过载的时间严格执行。

应增加对该变压器的检查次数，加强对变压器温度的监视，不得超过规定值。变压器存在有较大缺陷（如冷却系统不正常、油质劣化、色谱分析异常等）时，不允许变压器过载运行。

(五) 变压器内部发出不均匀的异响

变压器在正常运行中发出的声音应是均匀的“嗡嗡”声，这是由交流电通过变压器绕组时，在铁心内产生周期性的交变磁通引起的，随着磁通的变化，引起铁心的振动，而发出响声。由于制造技术、结构材料的不同差异，使变压器这种响声有所差异，但基本上都是均匀的“嗡嗡”声，这是正常现象，如果产生不均匀响声或其他异响都属于不正常现象，运行人员应根据声音进行分析判断，查明原因。

- 1) 由于大动力设备起动时产生沉闷的“嗡嗡”声。如厂高变带有大容量的给水泵、循环水泵等电动机，起动电流较大，引起负载骤然变化，如果属于这种现象是短时的，起动完毕后可恢复正常。若变压器的负载为电弧炉或大容量整流电源时，五次谐波分量较大，致使变压器内产生“哇哇”声。
- 2) 在用电设备的高峰期间，由于变压器过载，使变压器内发出很高而又沉闷的“嗡嗡”声。
- 3) 在长期运行和反复冲击下运行的变压器，使个别部件松动，变压器内发出异响。如因负载突变，某些零件过度松动，造成变压器内部有部件松脱。如果变压器轻载或空载时，使某些离开叠层的硅钢片端部发生共振，造成变压器内部有一阵一阵的“哼哼”声，如铁

心的穿心或紧固螺钉不紧,使铁心松动,造成变压器内部有周期性的强烈不均匀的“呼呼”声。

4) 若系统内发生短路故障或接地,在通过较大的短路电流时致使变压器内部发出沉重的“嗡嗡”声,在故障点切除后,变压器的声音恢复正常。

5) 由于内部接触不良或绕组击穿对铁心或外壳发生间歇放电时,使变压器发出“吱吱”或“劈啪”的放电声。

6) 如果铁心谐振,使变压器内发出“嗡嗡”和尖细的“哼哼”声,这种声音呈周期性变粗或变细。

7) 变压器内部发生短路故障,将产生电动力,发出的声音是“嗡嗡”的冲击声。

(六) 变压器冷却装置故障

在变压器冷却装置的运行中,冷却系统故障主要是指冷却器的电源失电,风扇、潜油泵的电机故障以及冷却水系统发生异常。上述故障将会使变压器冷却装置全部或部分停止运行。值班人员应根据不同现象进行如下的处理:

1) 冷却系统全部停运。此时应严密监视变压器上层油温变化情况,尽快查明原因设法恢复。冷却系统一时不能恢复,允许变压器在额定负载下运行,主变最长允许运行时间不超过 1h;当上层油温超过 75℃ 时,主变最长允许运行时间不超过 20min。

2) 当变压器控制盘上出现“备用冷却器投入”或“备用冷却器投入后故障”信号,说明工作、辅助位置的冷却器跳闸或备用冷却器投入后又跳闸。这种情况可能是由于油泵或风扇电机故障引起的。运行人员应检查工作、备用冷却器跳闸原因,并根据情况倒换冷却器的运行方式,尽快恢复冷却器的运行。

(七) 运行中变压器发出“轻瓦斯”保护动作信号

当变压器轻瓦斯信号动作时,运行值班人员应立即查明原因,进行处理。气体保护动作于信号的原因有以下三个方面:

- 1) 因滤油、加油和冷却系统不严密使空气进入变压器或因温度下降、漏油使油位降低。
- 2) 变压器内部轻微故障,而产生微量气体。
- 3) 发生超越性短路,保护的二次回路故障引起的误动作。

如果经变压器外部检查未发现任何异常时,应严密监视变压器的运行情况,如电流、电压及声音的变化,并记录轻瓦斯动作的时间和间隔,此时重瓦斯不得退出运行。值班人员还应检查变压器储油柜油色和油位、气体继电器中的气体量及颜色,收集气体继电器中的气体,判明气体性质。必要时取油样进行化验并进行色谱分析。

1) 如果轻瓦斯保护多次动作发出信号或间隔时间逐渐缩短,则应尽快安排变压器停用。

2) 气体中不含可燃性成分,且是无色无臭的,说明聚集的气体为空气,此时变压器仍可运行,继续观察。

3) 如果气体有可燃性,则说明变压器内部有故障,应停止变压器运行。并根据气体性质来鉴定变压器内部故障的性质。如气体为黄色可燃性气体,即为木质故障;若为淡灰色强烈臭味可燃性气体,即为绝缘纸或纸板故障;若为灰色和黑色易燃的气体,即为短路后油被烧灼分解的气体。

(八) 变压器保护动作跳闸

变压器在运行中,当断路器自动跳闸时,值班人员应按以下步骤迅速处理:

1) 当变压器的断路器自动跳闸后, 应检查备用变压器是否联动投入。如无备用变压器时, 应倒换运行方和负载分配, 维持运行系统及设备的正常供电。

2) 检查确认保护动作的原因, 判明保护范围和故障性质。

3) 了解系统有无故障及故障性质。

4) 若属于人员误碰、保护有明显误动作或者变压器后备保护动作(过电流及限时过电流)的情况, 在故障点切除后, 应对变压器进行外部检查确认无异常, 并查明故障点确在变压器以外, 经请示值长同意, 可不经外部检查对变压器试送电一次。

5) 如属于差动、重瓦斯或电流速断等主保护动作, 故障时又有明显冲击现象, 则应对变压器进行详细的检查, 并在停电后进行测定绝缘试验等。在未查清原因以前禁止将变压器投入运行, 减少变压器的损坏程度或扩大故障范围。如重瓦斯保护动作, 判明为变压器内部发生的故障。重瓦斯保护动作后使变压器跳闸, 运行人员处理时, 应用取样瓶在气体继电器排气门处收集气体, 取得气体后可根据气体继电器内积累的气体量、颜色和化学成分, 初步判断故障的情况和性质。根据气体的多少可以判断故障的程度, 若气体是可燃的, 则气体继电器动作的原因是变压器内部故障所致。气体的鉴别必须迅速进行, 否则经一定的时间颜色就会消失。根据气体的颜色和性质可初步判断故障的性质和部位, 如气体为黄色不易燃烧性气体, 即为木质部分故障; 若为淡灰色强烈臭味可燃性气体, 即为绝缘纸或纸板故障; 若为灰色或黑色易燃的气体, 即为短路后油被烧灼分解的气体。根据鉴别情况, 结合变压器的结构和绝缘材料, 以及对变压器油的色谱分析和变压器电气试验, 就可分析判断出变压器的故障部位, 为检修变压器创造条件。

6) 详细记录故障现象、时间及处理过程。

(九) 变压器着火的处理

1) 变压器着火时, 应立即断开变压器两侧电源, 停运冷却器, 隔离其他辅助电源。

2) 主变或厂高变着火时, 应将该单元机组解列停机。

3) 如果变压器的消防装置未起动, 应手动起动变压器灭火装置, 通知消防人员, 按照消防规程灭火。在变压器灭火过程中, 可用干粉灭火器灭火。

4) 地面油坑着火时, 可用黄沙或干粉灭火器灭火。

第五节 运行经验分享

一、两班制联合循环电厂主变冷却器的控制系统 PLC 节能改造经验

以惠州 LNG 电厂为例, 该厂的主变冷却方式采用强油循环风冷, 共设置有五组冷却器, 一组冷却器运行可以满足变压器容量 120MVA 的冷却需求, 且各组冷却器的起动回路均未设置延时。目前主变冷却器的运行方式为: 主变受电后处于“工作”状态的两组冷却器立即起动运行, 另外两组“辅助”状态的冷却器根据主变高压侧电流或上层油温自动起停, 还有一组冷却器备用。由于两班制电厂承担电网调峰的作用, 每台机组一年的运行小时数仅有 3500h 左右, 那么在机组停运阶段主变均处于轻载运行状态。在主变轻载运行状态下, 其冷却器仍然维持原有的控制方式, 会造成电能的极大浪费。

采用可编程序控制器 (Programmable Logic Controller, 简称 PLC) 控制系统对主变冷却

器的控制系统起停回路进行改造，对两班制电厂主变的节能有突出效果。其作用体现在以下几个方面：

1) 当两班制机组停机后，因主变所带负载较小，PLC 控制系统自动设定只有一组冷却器运行，完全可以满足主变轻载运行的冷却需要。

2) 在两班制机组起停机过程中，其他冷却器可以依靠主变负载或上层油温情况通过 PLC 的运行程序逐台投入运行。当变压器上层油温达到温度设定值或变压器负载电流达到设定值时，冷却器可以按顺序逐台投入运行。当变压器上层油温小于温度设定值且变压器负载电流小于设定值时，冷却器逐台退出运行。以惠州 LNG 电厂为例，当主变负载电流达到 180A 时 PLC 控制系统起动第二台冷却风扇，当主变负载电流达到 300A 时起动第三台冷却风扇，而第四台冷却风扇则根据主变的上层油温来起动。这样就可以满足冷却器根据变压器高低负载和季节工况变化进行最优配置。

3) 使用 PLC 控制后，可以方便主变在各种条件下逐台起动冷却器，减小冷却器起动瞬间对油流的扰动，避免重瓦斯保护误动作。

采用 PLC 控制后，可以满足一台冷却器正常运行，其他三台根据主变电流或上层油温逐台投入运行。一年可为电厂节约厂用电约 $2.2 \times 10^5 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ，经济效益可观。

二、强油循环风冷变压器冷却器故障处理

强油循环风冷变压器上层油温是直接测量的。现在一般是两种方式，一种是铂电阻测温；另一种是液体测温。液体测温应用比较广，是利用一根毛细管把温度探头和测压力的原件连起来，探头里的液体温度与变压器一致，根据热胀冷缩原理，通过毛细管对感压元件产生一个压力。感压元件测定压力，再由转换元件把压力值转换为温度值。

强油循环风冷变压器的绕组温度是在上层油温的基础上叠加变压器的电流间接折算得出的。相对来说，油温是比较准确的值，绕组温度不太准确。

如果冷却器全停后，因为油循环中断，变压器的上层油温和绕组温度无法真实反映变压器内部绕组的局部过热温度，即使变压器上层油温表和绕组温度表数值没有变化，其线圈内部的温度可能已经上升了，短时间内热量还能够依靠自循环向外部散热，但是由于自循环的散热效果比较差，绕组温度迅速上升后上层油温可能还维持在较低值，这样并不能正确的反应出绕组温度。若绕组温度过高，变压器内部线圈的焊点会发生局部过热从而损坏绝缘，所以如果规定的时间内（上层油温高于 75°C 至多可运行 20min、低于 75°C 至多可运行 1h）不能恢复冷却装置运行，应将变压器退出运行，而不能因为变压器油温不高选择退出变压器的冷却器全停保护。

三、电网直流偏磁导致主变运行声音异常

事件经过：

某厂运行人员巡检发现#1 主变运行声音较正常时大，经检查#1 主变中性点处的直流分量较大，达到 51A，询问中调后得知某条 500kV 直流输电线路因异常而处于单极运行方式所致。

原因分析：

直流输电线路在正常运行时两极电流相等，地回路中的电流为零，但是在异常情况下，

直流输电线路采用单极运行方式，接地极都会有电流流过，在直流输电线路和大地间形成回路。在我国，110kV 及以上电压等级系统主变中性点采取直接接地。如果处于不同地点的主变中性点电位被不同程度的抬高，则直流电流将通过大地和交流线路，由一个电厂或变电站的主变中性点流入，再由另一个电厂或变电站主变中性点流出，致使主变中性点有很大的直流分量，变压器产生直流偏磁。其主要危害有以下几点：①变压器励磁电流的畸变；②噪声增大；③对变压器波形的影响，当铁心工作在严重饱和区，漏磁通会增加，在一定程度上使电压的波峰变平；④变压器铜损增加；⑤变压器铁损增加。

结论：

(1) 当直流输电线路单极运行时，在 500kV 换流站的接地极附近，或沿海电厂的变压器中性点会流过较大的直流电流分量，使变压器产生直流偏磁。

(2) 直流偏磁使变压器铁心磁通趋于饱和，漏磁增加，导致变压器振动加剧，噪声增大。

(3) 对于受直流偏磁影响较大的电厂，建议加装消除直流偏磁的装置。例如采用电容隔直法、小电阻限流法、反向电流限制法和电位补偿法等。

(4) 在没有装设消除直流偏磁的装置之前，如果主变中性点直流分量较大已超过变压器允许值，应立即向电网申请多投入一台变压器的中性点接地隔离开关，分流变压器中性点直流分量，以缓解原来中性点接地变压器的直流偏磁。

四、利用红外热成像仪发现主变引线接头松动

事件经过：

在某厂利用红外热成像仪对#2 主变进行温度观测，发现#2 主变 B 相引线接头温度达到 90℃左右，比其他两相引线接头温度高 40℃左右。

原因分析：

#2 主变停电检修时，发现 B 相引线接头有松动，接触电阻增大，紧固后消除了事故隐患。

结论：

发电厂利用红外热成像仪，可以发现大量设备早期缺陷，避免了许多设备事故的发生，减少电厂损失。利用红外热成像仪及时发现的设备缺陷主要有高电压设备接头发热、变压器箱体涡流损耗、锅炉汽机方面的问题、阀门保温、高压电机引线发热、端子排端子发热、电路板发热、电缆鼻子发热等。

第三章 发变组保护及启备变保护

第一节 概 述

一、发电机及变压器故障类型及保护简介

(一) 发电机故障类型

1. 发电机定子绕组发生故障的类型

- 1) 短路故障：两相、三相短路故障；
- 2) 接地故障：单相接地、两相接地短路故障；
- 3) 匝间短路故障：同相同分支匝间、同相异分支匝间短路故障。

2. 发电机转子绕组发生故障的类型

转子一点接地故障、转子两点接地故障、部分转子绕组匝间故障、转子励磁回路低励（励磁电流低于静稳极限所对应的励磁电流）故障和失去励磁故障。

3. 发电机的异常运行

发电机的异常运行情况包括过载（通常情况下也称为过负荷）、过电压、过激磁、逆功率、误上电、失磁、失步和频率异常等。

(二) 发电机保护简介

1. 纵联差动保护

纵联差动保护为定子绕组及其引出线的相间短路保护。

2. 横联差动保护

横联差动保护为定子绕组一相匝间短路保护。只有当一相定子绕组有两个及以上并联而构成两个或三个中性点引出端时，才装设该种保护。

3. 单相接地保护

单相接地保护为发电机定子接地保护。

4. 励磁回路接地保护

励磁回路接地保护为励磁回路的接地故障保护，分为一点接地保护和两点接地保护。

5. 低励、失磁保护

低励、失磁保护为防止大型发电机低励或失去励磁后，从系统中吸收大量无功功率而对系统产生不利影响，100MW 及以上的发电机都装设这种保护。

6. 过载保护

过载保护为发电机长时间超过额定负载运行时作用于信号的保护。

7. 定子绕组过电流保护

当发电机纵差保护范围外发生短路，而短路元件的保护或断路器拒绝动作时，为可靠切除故障，则应装设反应外部短路的过电流保护。这种保护兼作纵差保护的后备保护。

8. 定子绕组过电压保护

水轮发电机和大型汽轮发电机都装设过电压保护，以切除突然甩去全部负载后引起定子绕组过电压的故障。

9. 负序电流保护

电力系统发生不对称短路或三相负载不对称时，发电机绕组中就有负序电流。该负序电流产生反向旋转的磁场，相对于转子为两倍的同步转速，因此在转子中出现 100Hz 的倍频电流，它会使转子端部、护环内表面等电流密度很大的部位过热，造成转子的局部灼伤，因此应装设负序电流保护。其动作时限完全由发电机转子承受负序发热的能力决定，不考虑与系统保护的配合。

10. 逆功率保护

当汽轮机主汽门误关闭，或机炉保护动作关闭主汽门而发电机出口开关未跳闸时，发电机失去原动力变成电动机运行，从系统吸收有功功率。这种工况对发电机并无影响，但由于汽轮机叶片旋转产生的鼓风摩擦损失，其末级叶片有可能过热而造成汽轮机事故，故大型发电机组必须装设逆功率保护，用于保护汽轮机。

(三) 变压器的故障类型

1. 变压器内部故障

变压器内部故障包括绕组的相间短路、接地短路、匝间短路以及铁心烧损等，对变压器来讲，这些故障都是十分危险的，因为变压器油箱内发生故障时会产生电弧，引起绝缘材料及变压器油的强烈气化，从而可能发生爆炸事故。

2. 变压器外部故障

变压器外部故障包括变压器绝缘套管闪络或破碎而发生的单相接地短路，引线间发生的相间故障等。

3. 变压器的不正常运行状态

变压器的不正常运行状态指外部短路或过载引起的过电流、油箱漏油造成的油面降低、变压器中性点电压升高、外加电压过高或频率降低引起的过激磁等。

(四) 变压器保护简介

1. 瓦斯保护

瓦斯保护指变压器内部各种短路故障和油面降低的保护。

2. 差动保护或电流速断保护

差动保护或电流速断保护指变压器绕组和引出线多相短路、高压侧绕组和引出线的单相接地短路及绕组匝间短路的保护。

3. 零序电流保护

零序电流保护指中性点直接接地的变压器发生外部接地短路的保护。

4. 过载保护

过载保护指变压器对称过载保护。

5. 过激磁保护

过激磁保护指变压器电压升高或频率降低时工作磁通密度过高发热而引起绝缘过热老化的保护。

二、发变组保护装置介绍

惠州 LNG 电厂发变组保护采用许继集团生产的 WFB-800 型成套发变组保护装置。每套发变组保护装置由 A、B、C 三块屏组成，其中 A 屏、B 屏的配置完全相同，A 屏、B 屏保护的电压回路、电流回路以及直流控制电源完全独立，以保证在发生各种故障情况下保护能够可靠动作。WFB-800 型成套发变组保护装置 A、B 屏组成如下：

- 1) WFB-801 发电机保护装置，集成了发电机的全部电气量保护；
- 2) WFB-802 主变压器保护装置，集成了主变压器的全部电气量保护；
- 3) WFB-803 厂高变和励磁变保护装置，集成了厂高变和励磁变的全部电气量保护。

此外，WFB-800 型成套发变组保护装置 C 屏由 WFB-804 装置组成，主要集成了主变压器、厂高变及励磁变的全部非电气量保护。

三、启备变保护装置介绍

惠州 LNG 电厂启备变保护采用北京四方继保自动化股份有限公司生产的 CSC-361BH 型电气量保护装置和 CSC-336G1 型非电气量保护装置。保护装置由两块屏组成，其中保护 A 屏包括：一套 CSC-361BH 型电气量保护装置、一套 CSC-336G1 型非电气量保护装置和 YQX-31J 型电压切换箱等设备；保护 B 屏包括：一套 CSC-361BH 型电气量保护装置、CSM-300E 保护管理机和 JFZ-12TB 操作箱等设备。

第二节 保 护 配 置

一、发变组保护配置

(一) 发电机保护配置（见表 3-1）

表 3-1 发电机保护配置

序号	保护名称	保护功能简介	动作行为
1	发电机差动保护	发电机定子线圈至引出线相间故障主保护	保护出口 2,7
2	发电机定子匝间保护	发电机内部匝间、相间短路以及定子绕组开焊的主保护	保护出口 2,7
3	100% 定子接地保护	发电机定子回路单相接地故障保护	保护出口 7(三次谐波)
			保护出口 2,7(基波)
4	转子一、二点接地保护	发电机转子回路一、二点接地保护	保护出口 7
			保护出口 2,7
5	低压记忆过流保护	发电机出口相间短路保护	保护出口 2,7
6	定子对称过载	发电机定子对称短路故障以及相邻元件对称故障的后备保护	保护出口 7
			保护出口 2,7
7	定子负序过载	发电机三相负载不对称及定子不对称短路故障以及相邻元件不对称故障的后备保护	保护出口 7
			保护出口 2,7

(续)			
序号	保护名称	保护功能简介	动作行为
8	发电机逆功率保护	汽轮机主汽门关闭、发电机出现有功功率倒送的异常运行工况的保护	保护出口 7
			保护出口 4,7
9	定子过电压保护	防止发电机定子电压异常升高、破坏发电机定子线圈绝缘的保护	保护出口 3,7
10	发电机过激磁保护	发电机因频率降低或电压升高引起的铁心工作磁密过高时的保护	保护出口 6,7
11	发电机失磁保护	励磁电流异常下降或全部失磁的保护	保护出口 5,7
12	发电机失步保护	发电机失去同步时的保护	保护出口 6,7
			保护出口 4,7
13	发电机频率保护	发电机低频或过频运行时的保护	保护出口 7
14	发电机突加电压保护	发电机在盘车状态下,主断路器误合闸时的保护	保护出口 2,7
15	发电机起停机保护	发电机升速升励磁尚未并网前的定子接地短路故障的保护	保护出口 7,10
16	发电机低频过电流保护	发电机未并网前的定子绕组过电流保护	保护出口 7,10
17	发电机电流回路(CT)断线	CT 故障	保护出口 7
18	发电机电压回路(PT)断线	PT 故障	保护出口 7
19	发电机出口断路器失灵起动	发电机出口断路器失灵时的保护	保护出口 1,7

注：1. 保护出口 1（全停 1）：跳发电机出口断路器，主变压器高压侧断路器，厂高变低压侧断路器，灭磁，机组跳闸，起动主变高压侧断路器失灵保护。

2. 保护出口 2（全停 2）：跳发电机出口断路器，灭磁，机组跳闸，起动发电机出口断路器失灵保护。

3. 保护出口 3（解列灭磁）：跳发电机出口断路器，灭磁，燃机甩负载，起动发电机出口断路器失灵保护。

4. 保护出口 4（解列）：跳发电机出口断路器，燃机甩负载，起动发电机出口断路器失灵保护。

5. 保护出口 5（减出力）：将发电机出力减至给定值。

6. 保护出口 6（程序跳闸）：先关主汽门，等待逆功率保护动作后，再跳发电机出口断路器，并灭磁，起动发电机出口断路器失灵保护。

7. 保护出口 7（信号）：保护动作后发声光信号。

8. 保护出口 10：跳 6kV（SFC 馈线，起动励磁变）断路器，机组跳闸。

(二) 主变压器保护配置（见表 3-2）

表 3-2 主变压器保护配置

序号	保护名称	保护功能简介	动作行为
1	主变压器差动保护	主变内部相间短路、引出线单相接地短路及匝间短路故障主保护	保护出口 1,7
2	主变压器阻抗保护	主变引出线、母线及相邻线路相间故障的后备保护	保护出口 1,9,7

(续)

序号	保护名称	保护功能简介	动作行为
3	主变压器过激磁保护	主变因频率降低或电压升高引起的铁心工作磁密过高时的保护	保护出口 1,7
4	主变压器高压侧零序过电流保护	主变高压侧引线及母线单相接地短路故障的后备保护	保护出口 1,9,7
5	主变压器高压侧间隙电流零序过电压保护	主变中性点不接地运行时单相接地故障的后备保护	保护出口 1,7
6	主变压器低压侧接地保护	主变低压侧接地的保护	保护出口 7
7	主变压器通风起停	主变电流达到定值时,启动冷却器运行	保护出口 7
8	主变压器电流回路(CT)断线	CT 故障	保护出口 7
9	主变压器电压回路(PT)断线	PT 故障	保护出口 7
10	主变压器瓦斯保护	主变内部相间、层间、匝间短路故障主保护	保护出口 1,7
11	主变压器压力释放	主变内部短路故障的保护	保护出口 1,7 由于出口压板未投入,保护出口 1 不会启动
12	主变压器冷却器全停	主变冷却器全停引起油温超过允许值造成变压器过热而损坏绕组绝缘的保护	保护出口 1,7
13	主变压器温度保护	主变内部故障和过载的保护	保护出口 1,7 由于出口压板未投入,保护出口 1 不会启动

注：1. 保护出口 1（全停 1）：跳发电机出口断路器，主变压器高压侧断路器，厂高变低压侧断路器，灭磁，机组跳闸，启动主变高压侧断路器失灵保护。
 2. 保护出口 7（信号）：保护动作后发声光信号。
 3. 保护出口 9：跳 220kV 母联断路器。

(三) 厂高变、励磁变保护配置（见表 3-3）

表 3-3 厂高变、励磁变保护配置

序号	保护名称	保护功能简介	动作行为
1	厂高变差动保护	高压厂变内部相间短路、引出线单相接地短路及匝间短路故障主保护	保护出口 1,7
2	厂高变复合电压过电流保护	高压厂变高压侧或相邻元件故障的后备保护	保护出口 1,7
3	厂高变低压侧限时速断保护	高压厂变低压侧引出线和 6kV 厂用母线相间短路故障保护	保护出口 8,7
4	厂高变低压侧过电流保护	高压厂变低压侧引出线和 6kV 厂用母线相间短路故障保护	保护出口 8,7
5	厂高变低压侧零序过电流保护	保护用于反应高压厂变低压侧接地故障	保护出口 7
6	厂高变电流回路(CT)断线	CT 故障	保护出口 7

(续)			
序号	保护名称	保护功能简介	动作行为
7	厂高变电压回路(PT)断线	PT故障	保护出口7
8	厂高变压力释放	高压厂变内部短路故障的保护	保护出口7
9	厂高变温度保护	高压厂变内部故障和过载的保护	保护出口7
10	厂高变瓦斯保护	高压厂变内部相间、层间、匝间短路故障主保护	保护出口1,7
11	励磁变速断保护	励磁变相间短路故障主保护	保护出口2,7
12	励磁变过电流保护	励磁变短路故障的后备保护	保护出口2,7
13	励磁变过载保护	防止励磁变负载电流增大使线圈过热保护	保护出口7
14	励磁变温度保护	励磁变内部故障和过载的保护	保护出口2,7

注：1. 保护出口1（全停1）：跳发电机出口断路器、主变压器高压侧断路器、厂高变低压侧断路器，灭磁，机组跳闸，起动主变高压侧断路器失灵保护。

2. 保护出口2（全停2）：跳发电机出口断路器，灭磁，机组跳闸，起动发电机出口断路器失灵保护。

3. 保护出口7（信号）：保护动作后发声光信号。

4. 保护出口8（高压厂变分支跳闸）：厂高变分支断路器本侧跳闸，闭锁厂用快切装置。

(四) 发变组其他保护配置（见表3-4）

表 3-4 发变组其他保护配置

序号	保护名称	保护功能简介	动作行为
1	发电机出口断路器失灵起动	发电机出口断路器失灵时的保护	保护出口1,7
2	主变高压侧断路器失灵起动	主变高压侧断路器失灵时的保护	保护出口1,7
3	主变高压侧断路器非全相保护	主变高压侧断路器非全相运行时的保护	保护出口1,7
4	热工保护	由燃机、汽轮机、余热锅炉发出的热工跳闸信号	保护出口2,7
5	SFC 系统故障	SFC 系统故障保护	保护出口7,10
6	励磁系统故障保护	励磁系统故障保护	保护出口2,7

注：1. 保护出口1（全停1）：跳发电机出口断路器，主变压器高压侧断路器，厂高变低压侧断路器，灭磁，机组跳闸，起动主变高压侧断路器失灵保护。

2. 保护出口2（全停2）：跳发电机出口断路器，灭磁，机组跳闸，起动发电机出口断路器失灵保护。

3. 保护出口7（信号）：保护动作后发声光信号。

4. 保护出口10：跳6kV（SFC 馈线、起动励磁变）断路器，机组跳闸。

(五) SFC 运行期间需要投退的发变组保护（见表3-5）

表 3-5 SFC 运行期间需要投退的发变组保护

保护名称	SFC 投入运行时	SFC 退出运行但发电机没有并网期间	发电机并网后
100% 定子接地保护	×	√	√
逆功率保护	×	√	√
失磁保护	×	√	√
失步保护	×	√	√
频率保护	×	√	√
起停机保护	√	√	×
低频过电流保护	√	×	×
GCB 失灵起动	×	×	√

注：√表示保护投入，×表示保护退出。

二、启备变保护配置（见表 3-6）

表 3-6 启备变保护配置

序号	保护名称	保护功能简介	动作行为
1	差动保护	主变内部相间短路、引出线单相接地短路及匝间短路故障主保护	跳高低压侧断路器；启动失灵
2	高压侧复合电压闭锁过电流	变压器相间故障的后备保护	跳高低压侧断路器；启动失灵
3	高压侧零序过电流保护	变压器和相邻元件接地短路故障的保护	第一时限跳母联，第二时限跳高低压侧断路器；启动失灵
4	低压侧分支过电流保护	变压器低压侧出线及各分支母线接地短路故障的后备保护	跳低压侧分支断路器
5	低压侧分支限时速断保护	变压器低压侧出线及各分支母线接地短路故障的保护	跳低压侧分支断路器
6	低压侧零序过电流保护	变压器低压侧接地时的保护	报警
7	高压侧过载保护	变压器过载时报警	报警
8	断路器非全相运行	防止变压器非全相合闸或跳闸时，由于三相负载不平衡造成变压器铁心发热损坏的保护装置	跳高低压侧断路器；不起动失灵
9	启动失灵保护	高压侧断路器失灵时启动失灵回路	启动母线失灵保护
10	轻瓦斯保护	变压器内部有轻微短路故障时的保护	报警
11	本体重瓦斯保护	变压器本体内部相间、层间、匝间短路故障主保护	跳高低压侧断路器；不起动失灵
12	调压重瓦斯	调压开关内部短路故障保护	跳高低压侧断路器；不起动失灵
13	压力释放	变压器本体内部短路故障的保护	报警
14	油温过高	变压内部故障和过载的保护	95℃ 高报警 105℃ 高高报警
15	绕组温度过高	主变内部故障和过载的保护	105℃ 高报警 115℃ 高高报警
16	本体油位高/低	变压器本体油位异常的保护	报警
17	调压开关油位高/低	变压器调压开关油位异常的保护	报警

由于变压器保护在保护类型、保护原理上仍有很多相似之处，下一章节的保护原理介绍将主变压器保护、厂高变保护、励磁变保护和启备变保护归纳在一起，同发电机保护原理分开，请读者注意区分。

第三节 保护原理及判据

一、发电机保护

(一) 发电机比率制动式差动保护

比率制动式差动保护是发电机定子绕组及其引出线相间短路故障的主保护。该保护在发电机中性点侧和出口侧装设同一型号和电流比的 CT，保护范围即为这两组互感器之间的定子绕组及其引出线。根据比较两组 CT 的相位和幅值，通过三相差动元件运算，采用工频变化量比率制动原理，当发电机内部故障时，差动元件动作。当保护区内发生故障时，保护能够躲过暂态不平衡电流，不会误动。另外，为了防止在 CT 断线时保护误动作，保护装置设置有 CT 断线闭锁，CT 断线闭锁保护可以通过控制字进行投退。

工频变化量比率差动保护完全反映差动电流及制动电流的变化量，不受正常运行时负载电流的影响，可以灵敏地检测发电机内部的轻微故障。同时工频变化量比率差动的制动系数取得较高，其耐受 CT 饱和的能力较强。

发电机差动保护动作方程为

$$I_{op} \geq I_{op.0} \quad (I_{res} \leq I_{res.0} \text{ 时}) \quad (3-1)$$

$$I_{op} \geq I_{op.0} + S(I_{res} - I_{res.0}) \quad (I_{res} > I_{res.0} \text{ 时}) \quad (3-2)$$

式中 I_{op} ——差动电流；

$I_{op.0}$ ——差动最小动作电流整定值；

I_{res} ——制动电流；

$I_{res.0}$ ——最小制动电流整定值；

S ——比率制动特性的斜率。

各侧电流的方向都以指向发电机为正方向，见图 3-1。

$$\text{差动电流:} \quad I_{op} = |\dot{I}_T + \dot{I}_N| \quad (3-3)$$

$$\text{制动电流:} \quad I_{res} = \left| \frac{\dot{I}_T - \dot{I}_N}{2} \right| \quad (3-4)$$

I_T , I_N 分别为机端、中性点 CT 二次侧的电流，CT 的极性见图 3-1。

CT 断线判别：

当任一相差动电流大于 0.15 倍的额定电流时启动 CT 断线判别程序，满足下列条件即认为 CT 断线：

- 1) 本侧三相电流中至少一相电流为零；
- 2) 本侧三相电流中至少一相电流不变；
- 3) 最大相电流小于 1.2 倍的额定电流。

保护逻辑框图见图 3-2。

(二) 发电机定子匝间保护

发电机定子匝间保护不仅作为发电机内部匝间短路的主保

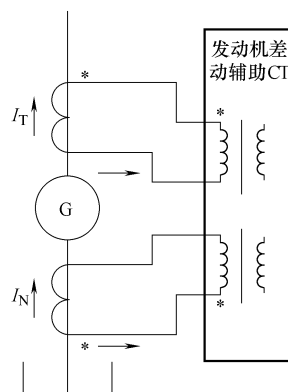


图 3-1 电流极性接线示意图

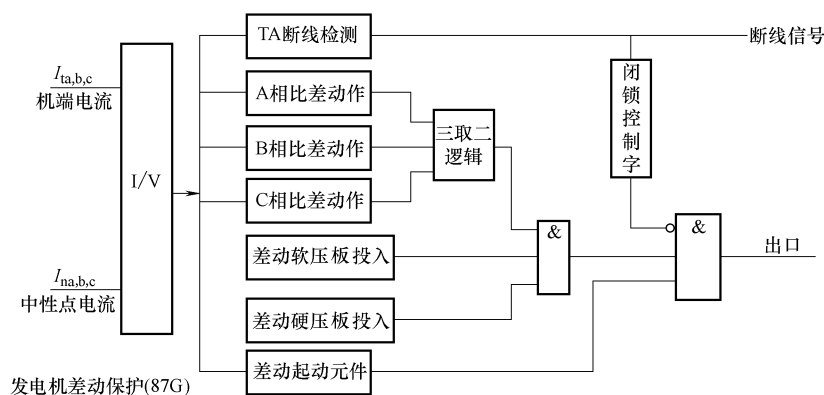


图 3-2 发电机差动保护逻辑框图

护，还可作为发电机内部相间短路及定子绕组开焊的保护。保护范围为发电机定子绕组。

发电机定子绕组发生内部短路，三相机端对中性点的电压不再平衡，因为机端 PT 中性点与发电机中性点直接相连且不接地，所以互感器开口三角绕组输出纵向 $3U_0$ ，保护判据为

$$|3U_0| > U_{\text{set}} \quad (3-5)$$

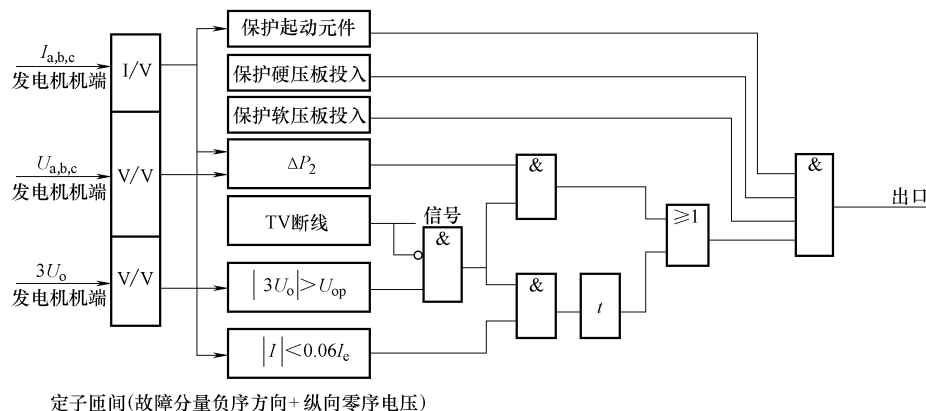
式中 U_{set} ——保护的整定值。

当发电机正常运行时，机端不平衡基波零序电压很小，但可能有较大的三次谐波电压，为降低保护定值和灵敏度，保护装置中增设三次谐波阻波功能。

为保证匝间保护的灵敏度，纵向零序电压的动作值一般整定较小，为防止外部短路时纵向零序不平衡电压增大造成保护误动作，须增设故障分量负序方向元件为选择元件，用于判别发电机发生了内部短路故障还是外部短路故障。

发电机并网后运行时，纵向零序电压元件及故障分量负序方向元件组成“与”门实现匝间保护。在并网前，因 $\Delta I_2 = 0$ ，则故障分量负序方向元件失效，仅由纵向零序电压元件经短延时 t_1 实现匝间保护。并网后不允许纵向零序电压元件单独出口，为此以过电流 $I > I_{\text{set}}$ 闭锁为判据，设定 $I_{\text{set}} = 0.06I_n$ 。

保护逻辑框图见图 3-3。



定子匝间(故障分量负序方向+纵向零序电压)

图 3-3 发电机定子匝间短路保护逻辑框图

(三) 发电机 100% 定子接地保护

发电机定子接地保护是发电机定子回路单相接地故障的保护，当发电机定子绕组任一点发生单相接地故障时，该保护按要求的时限动作于跳闸或信号。该保护由反映基波的零序过电压保护以及反映三次谐波的过电压保护组成。

《防止电力生产重大事故的二十五项反措》中规定，200MW 及以上容量的发电机定子接地保护应投入跳闸。但必须将零序基波段保护与零序三次谐波段保护的出口分开，零序基波段保护投跳闸，零序三次谐波段保护投信号。

基波零序电压保护范围：发电机从机端算起的 85% ~ 95% 的定子绕组。

三次谐波电压保护范围：发电机中性点附近的定子绕组。

基波零序电压动作判据为

$$|3U_0| > U_{op} \quad (3-6)$$

三次谐波电压动作判据为

$$|\dot{U}_{3s}| \geq K' |\dot{U}_{3n}| \quad (3-7)$$

$$\text{方案 2: } |\dot{U}_{3s} + K_p \cdot \dot{U}_{3n}| \geq K'' |\dot{U}_{3n}| \quad (3-8)$$

式中 $3U_0$ ——机端零序电压，保护设置 PT 断线闭锁；

U_{op} ——基波零序电压整定值；

U_{3s} ——发电机机端 PT 开口三角输出的三次谐波分量；

U_{3n} ——中性点 PT 输出的三次谐波分量；

K' ——方案 1 的制动系数；

K'' ——方案 2 的制动系数。

保护逻辑框图见图 3-4。

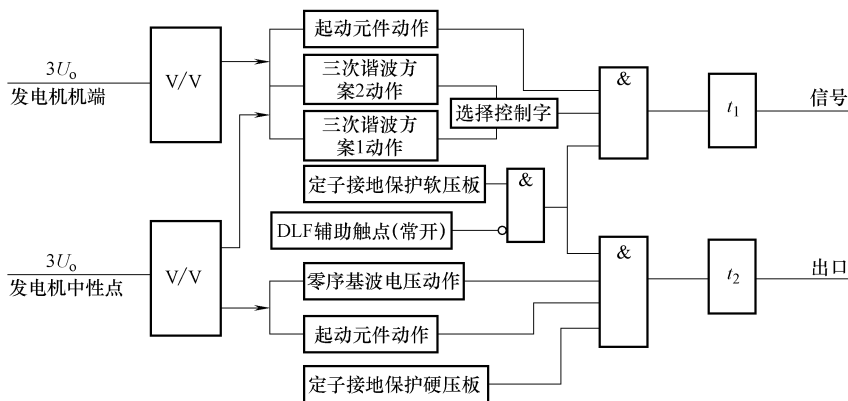


图 3-4 定子接地保护逻辑框图

(四) 发电机转子一点、两点接地保护

发电机励磁回路一点接地故障是常见的故障形式之一，励磁回路一点接地故障对发电机并未造成危害，但相继发生第二点接地，即转子两点接地时，由于故障点流过相当大的故障电流而烧伤转子本体，励磁绕组的电流增大有可能导致过热而被烧伤。

发电机转子一点、两点接地保护范围：发电机转子回路和励磁回路。

1. 发电机转子一点接地保护

保护原理：采用乒乓式开关切换原理，通过求解两个不同的接地回路方程，实时计算转子接地电阻阻值 R_g 和接地点位置 a 。在发电机运行时轮流测量转子绕组正极、负极的对地电流，并根据测得的结果计算出转子绕组或励磁回路的对地电阻，从而判断出接地故障的位置及接地电阻的阻值。

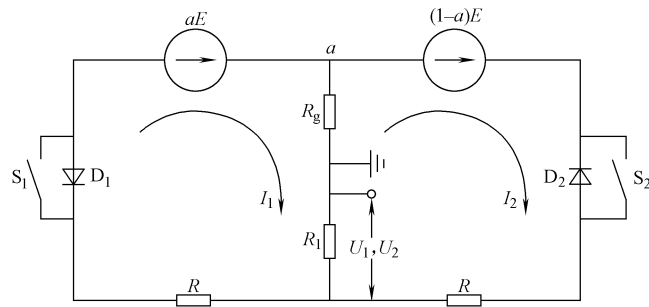


图 3-5 转子一点接地保护切换采样原理接线图

如其中图 3-5 所示， S_1 、 S_2 为自动控制的电子开关； R_g 为接地电阻； a 为接地点位置； E 为转子电压； R 为两个测量电阻。

如果出现发电机转子一点接地故障，对发电机并未造成危害，但若再相继发生第二点接地故障，则将严重威胁发电机的安全。

2. 发电机转子两点接地保护

发电机转子两点接地保护原理：在一点接地故障后，保护装置继续测量接地电阻和接地点位置，此后若再发生转子另一点接地故障，则已测得的 a 值变化，当其变化值 Δa 超过整定值时，保护装置就确认为已发生转子两点接地故障，发电机经转子两点接地保护延时跳闸。

发电机转子两点接地保护判据为

$$|\Delta a| > a_{\text{set}} \quad (3-9)$$

式中 a_{set} ——转子两点接地位置变化整定值。

保护逻辑框图见图 3-6。

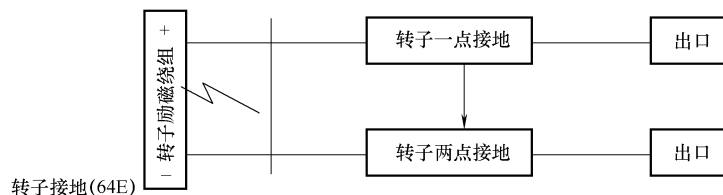


图 3-6 转子接地保护逻辑框图

目前转子接地保护大多采用注入式和乒乓式，由于保护原理的要求，这两种保护均不能双套化，否则会相互影响造成保护误动作。因此发变组保护中，转子一点、两点接地保护只能投一套。另外，为不影响保护装置的测量，励磁柜中的励磁回路接地保护也

是退出的。

(五) 发电机低压记忆过电流保护

低压记忆过电流保护是发电机发生外部相间短路及内部故障时的后备保护，电流带记忆功能。发电机外部故障时，流过发电机的稳态短路电流不大，有时甚至接近发电机的额定负载电流，所以发电机的过电流保护一般采用低电压起动过电流继电器接于发电机中性点侧的 CT 上，低电压继电器接在机端 PT 的相间电压上，在发电机并网前发生故障时，保护装置也能动作。当发电机发生过载时，过电流继电器可能动作，但因这时低电压继电器不动作，保护被闭锁。

保护范围：发电机定子绕组及引出线。

保护原理：当满足以下两个条件，起动发电机低压记忆过电流保护。

1. 低电压元件动作

$$U < U_{op}$$

式中 U_{op} ——低电压整定值；

U ——三个线电压中最小的一个。

2. 过电流元件动作

接于 CT 二次三相回路中，保护可有多段定值，每段电流和时限均可单独整定。当任一相电流满足下列条件时，保护动作。

$$I > I_{op}$$

式中 I_{op} ——动作电流整定值。

保护逻辑框图见图 3-7。

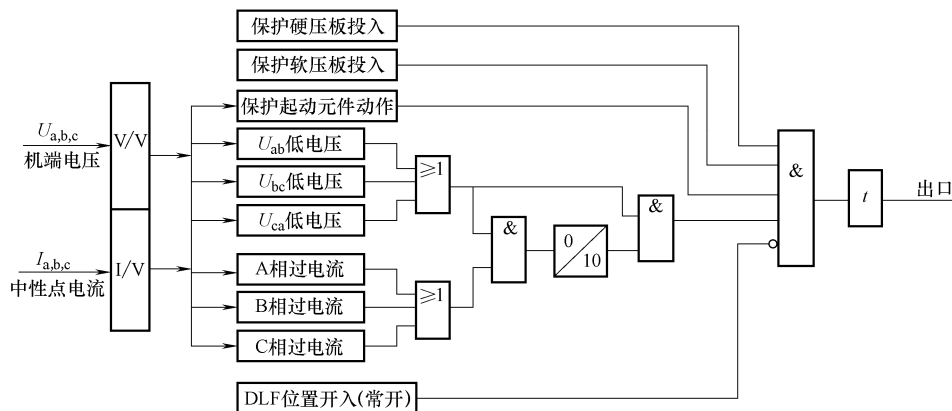


图 3-7 低压记忆过电流保护逻辑框图

(六) 发电机定子对称过载保护

大型发电机组的定子、转子绕组的热容量和铜损的比值都较小，因而承受过载的能力比较差，容易导致过载的损害。而装于定子绕组内的热偶元件由于与铜导线隔着绝缘并且它本身就具有一定的热时间常数，且不能迅速反应负载变化，因此当热偶元件动作时过载损害已经形成，为此需要专门配置过载保护。

发电机定子对称过载保护是防止发电机定子绕组的过载或外部故障引起的定子绕组过电

流，它由定时限过载和反时限过电流两部分组成。

定时限过载按发电机长期允许的负载电流能可靠返回的条件整定。反时限过电流按定子绕组允许的过电流能力整定。发电机定子绕组承受的短时过电流倍数与允许持续时间的关系为

$$t = \frac{K}{I_*^2 - (1 + \alpha)} \quad (3-10)$$

式中 K ——定子绕组过载常数；

I_* ——定子额定电流为基准的标么值；

α ——与定子绕组温升特性和温度裕度有关，一般为 0.01 ~ 0.02。

定子对称过载保护逻辑框图见图 3-8。

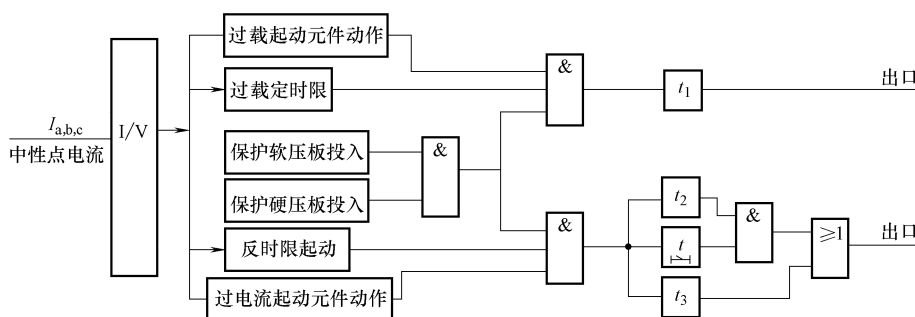


图 3-8 定子对称过载保护逻辑框图

(七) 发电机定子负序过载保护

发电机定子负序（不对称）过载保护作为发电机不对称故障和不对称运行时，负序电流引起发电机转子表面过热的保护，也可兼作系统发生不对称故障的后备保护。

该保护由负序过载（定时限）和负序过电流（反时限）两部分组成。负序过载（定时限）按发电机长期允许的负序电流下能可靠返回的条件整定；负序过电流（反时限）由发电机转子表层允许的负序过电流能力确定。

发电机短时承受负序过电流倍数与允许持续时间的关系式为

$$t = \frac{A}{I_{2*}^2 - I_{2\infty}^2} \quad (3-11)$$

式中 I_{2*} ——发电机负序电流标么值；

$I_{2\infty}$ ——发电机长期允许负序电流标么值；

A ——转子表层承受负序电流能力的时间常数。

保护逻辑框图见图 3-9。

(八) 发电机逆功率保护

发电机在正常运行过程中，可能会出现燃气截止阀和汽轮机主汽门突然关闭的情况，此后随着燃气轮机和汽轮机驱动力的消失，发电机将迅速转变为电动机运行，即由向系统输出有功功率转变为从系统吸取有功功率，此即为逆功率。逆功率的运行，对发电机并无危害，

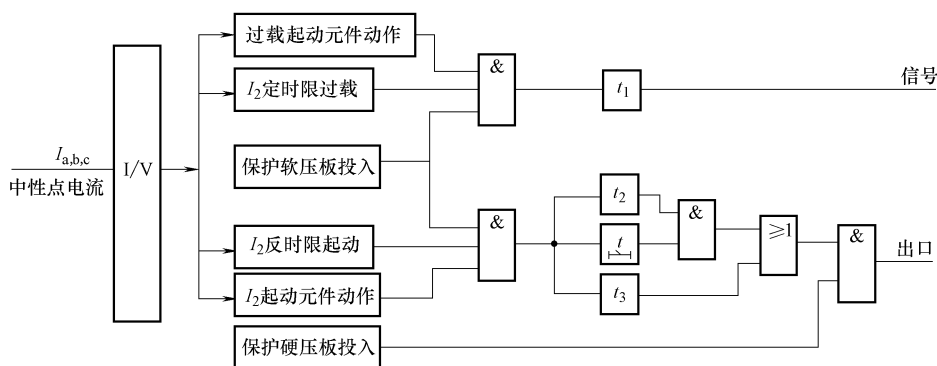


图 3-9 定子负序过载保护逻辑框图

但由于汽轮机的尾部叶片与残留蒸汽急速摩擦而可能产生过热现象，可能造成汽轮机事故。逆功率分为两个部分：一是作为保护装置程序跳闸的起动元件；二是作为逆功率保护元件。

发电机有功功率根据电压、电流正序量计算，与无功功率大小无关，当功率小于逆功率定值时，保护动作。发电机在过载、过激磁、失磁等各种异常运行保护动作后，需要程序跳闸时，保护先关闭燃气截止门和主汽门，由程序逆功率保护延时动作于跳闸。逆功率保护电压取自发电机机端 PT，电流取自发电机机端 CT，保护按三相接线。发电机有功功率的计算公式为

$$P = U_a \cdot I_a \cdot \cos\phi_a + U_b \cdot I_b \cdot \cos\phi_b + U_c \cdot I_c \cdot \cos\phi_c \quad (3-12)$$

式中 ϕ ——功率因数角。

保护动作判据为

$$|P| > P_{\text{set}}$$

式中 P_{set} ——逆功率保护动作整定值。

保护设有 2 段延时，短延时 t_1 (15s) 用于发信号，延时 t_2 (80s) 用于跳闸。

逆功率保护逻辑框图见图 3-10。

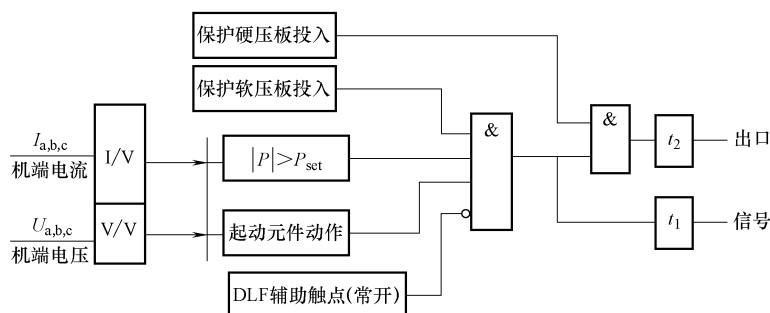


图 3-10 逆功率保护逻辑框图

程跳逆功率保护逻辑框图见图 3-11。

(九) 发电机定子过电压保护

发电机定子过电压保护是防止发电机在起动或并网过程中由于电压升高而损坏发电机的绝缘。发电机过电压保护所用电压值的计算不受频率变化的影响。过电压保护反映机端线电

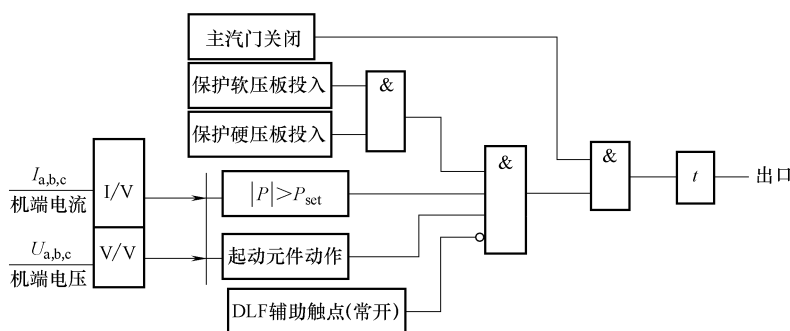


图 3-11 程跳逆功率保护逻辑框图

压，动作于跳闸。过电压保护可作为过电压起动、闭锁及延时元件。保护取三相线电压，当任一线电压大于整定值，保护即动作于跳闸。

保护逻辑框图见图 3-12。

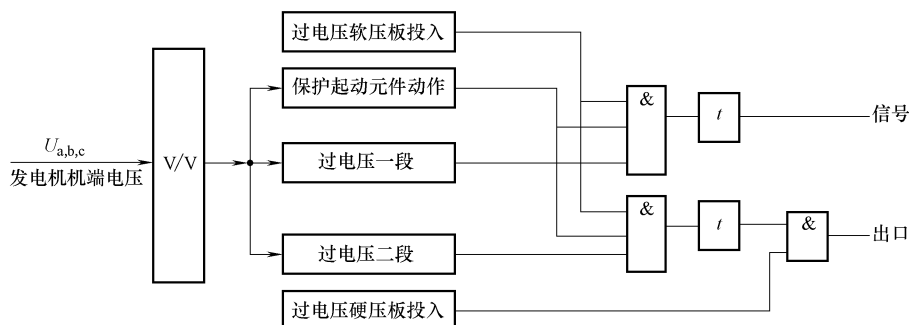


图 3-12 定子过电压保护逻辑框图

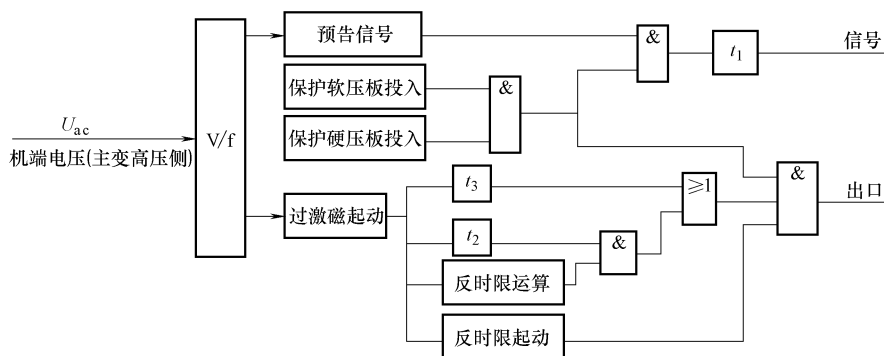
(十) 发电机定子及主变过激磁保护

过激磁保护防止发电机及主变过激磁，即当电压升高或频率降低时工作磁通密度过高引起绝缘过热老化的保护装置。发电机的工作磁密很接近饱和磁密。过激磁的危害之一是铁心饱和，谐波磁密增强，使附加损耗加大，引起局部过热；另一个危害是铁心漏磁通增强，使定位筋和铁心中的电流急剧增加，引起局部过热。当过激磁保护作用于发电机时，电压取自发电机机端，当过激磁保护用于主变时，电压取自主变高压侧。过激磁保护的動作值应按发电机与主变压器的过激磁特性低值的磁密整定，通过计算电压标幺值跟频率标幺值的比值确定铁心磁通密度情况，对发电机和主变压器都能起到保护作用。

保护逻辑框图见图 3-13。

(十一) 发电机失磁保护

发电机励磁系统故障使励磁降低或全部失磁，从而导致发电机与系统失步，对机组本身及电力系统的安全造成重大危害，因此发电机组必须要装设失磁保护。发电机失磁时失磁保护一般不瞬时动作，这是因为失磁故障的危害毕竟不像内部短路表现得那样迅速，而且突然跳闸不仅对于发电机会造成巨大冲击，而且还会对系统加重扰动，因此比较合理的方法是增加辅助鉴别判据，如监视母线电压，只要其不低于允许安全运行电压（一般为 85% ~

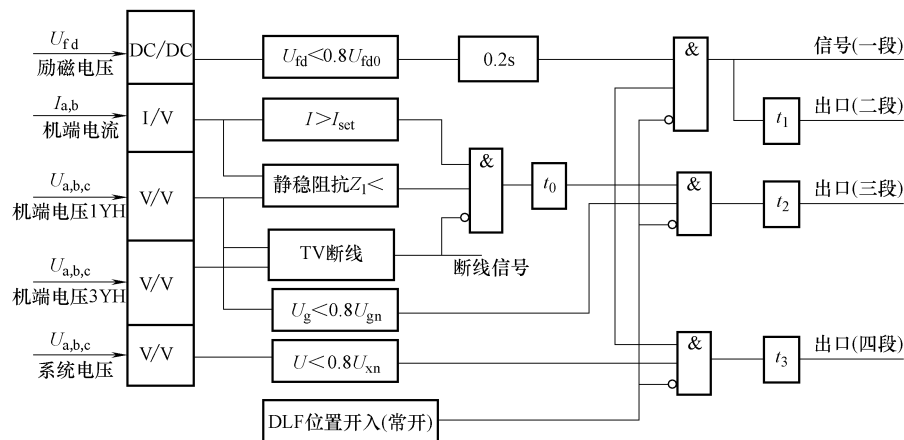


90% 额定电压)，即表明失磁尚不致严重危及系统稳定运行，此时可考虑采取自动迅速降低出力，在进一步缩小机组失磁危害的基础上，维持机组稳定异步运行，以便于运行人员消除失磁故障，减少不必要事故停机。如果母线电压已降低至允许限度，系统稳定运行受到威胁，保护应立即动作使机组跳闸。

发电机失磁保护主要判据包括：静稳极限励磁电压 U_{fd} （P）主判据，静稳边界阻抗主判据。

发电机失磁保护的辅助判据包括：励磁低电压、稳态异步边界阻抗、主变高压侧三相同步时低电压判据，机端低电压判据。

保护逻辑框图见图 3-14。



（十二）发电机失步保护

当发电机在与系统发生失步时，将出现发电机的机械量和电气量与系统之间的振荡，这种持续的振荡对发电机组和电力系统产生很大影响：发电机机端电压严重下降，使厂用辅机工作稳定性遭到破坏，甚至导致全厂停机；发电机失步运行时，当发电机电势与系统等效电势的相位相差 180° 的瞬间，振荡电流的幅值接近机端三相短路时流经发电机的电流，且振荡电流在较长的时间内反复出现，会使定子绕组遭受热损伤或定子端部遭受机械损伤；振荡

过程中产生对轴系的周期性扭力，可能造成大轴机械性损伤；振荡过程中在转子绕组中产生附加感应电流，引起转子绕组发热；有可能导致电力系统解列甚至系统崩溃事故。因此，在发电机运行过程中，必须投入失步保护。当系统发生非稳定性振荡并危及机组或系统安全时，该保护动作于跳闸。

发电机失步保护采用三阻抗元件，利用发电机正序电流、正序电压计算，可靠区分发生了稳定振荡还是与系统失步，通过阻抗的轨迹变化来检测滑极次数并确定振荡中心的位置。

保护逻辑框图见图 3-15。

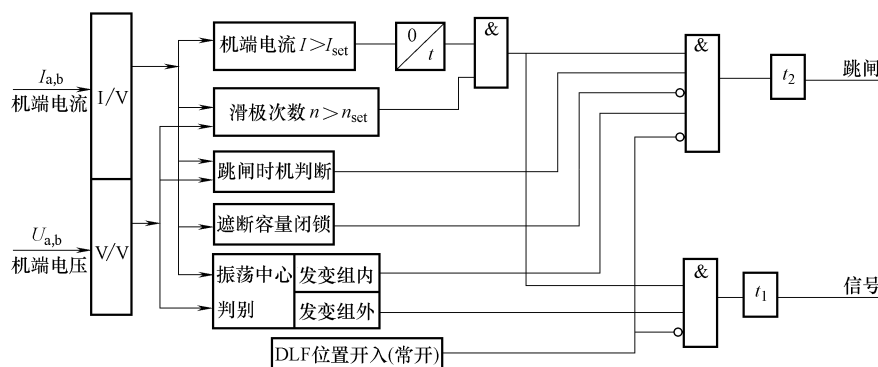


图 3-15 失步保护逻辑框图

（十三）发电机频率保护

汽轮机的叶片都有自振频率。当发电机运行时，若频率接近或等于汽轮机叶片的自振频率时，就会产生共振，使汽轮机的叶片受到疲劳损伤，这种不可逆的疲劳损伤累计到一定程度会使叶片断裂，造成严重故障。因此，大型汽轮机有必要装设频率保护。

发电机频率保护分低频部分和高频部分。低频部分和高频部分各分为两段，当发电机并网运行时，低频一段（48Hz）短延时发信，长延时跳闸发电机组，低频二段（47.5Hz）延时跳闸发电机组；高频一段（50.8Hz）短延时发信，高频二段（51.3Hz）延时跳闸发电机组。

保护逻辑框图见图 3-16。

（十四）发电机突加电压保护

发电机在盘车过程中发生出口断路器误合闸，系统三相工频电压突然加在发电机的机端，使同步发电机处于异步起动工况，由系统向发电机定子绕组倒送的电流（正序电流）在气隙中产生的旋转磁场在转子本体中感应工频或接近工频的电流，从而引起转子过热而损伤。

发电机突加电压保护是由一个阻抗元件和一个过电流元件组成的，保护经发电机出口断路器位置触点闭锁，且当误合电流过大，跳闸易造成断路器损坏时，闭锁跳闸发电机出口断路器。

当发电机停机或在盘车状态下，灭磁开关未合闸时发电机出口断路器误合闸，过电流元件快速动作于跳闸，同时，由于发电机处于同步电机的异步起动过程，阻抗元件延时动作于跳闸，构成双重化保护；当机组并网前出口断路器断开，而灭磁开关闭合时，过电流元件退出工作，此时，若正常并网，阻抗元件不动作，突加电压保护不会动作，若发生误合闸，阻抗元件则动作于跳闸。

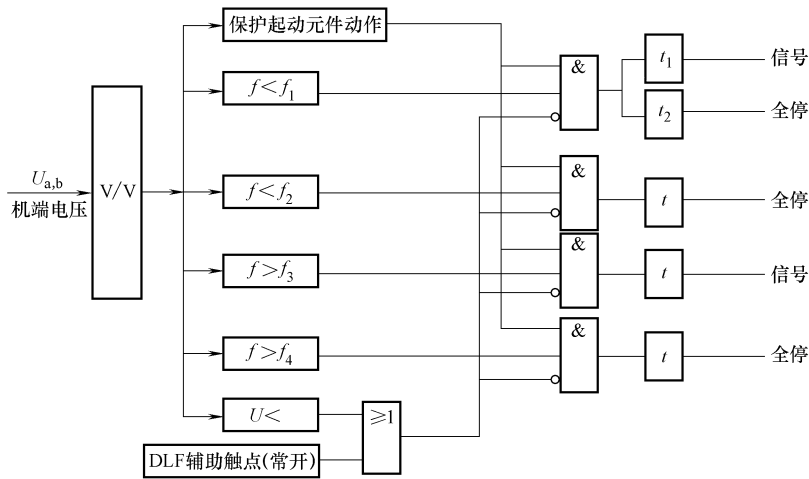


图 3-16 频率保护逻辑框图

保护逻辑框图见图 3-17。

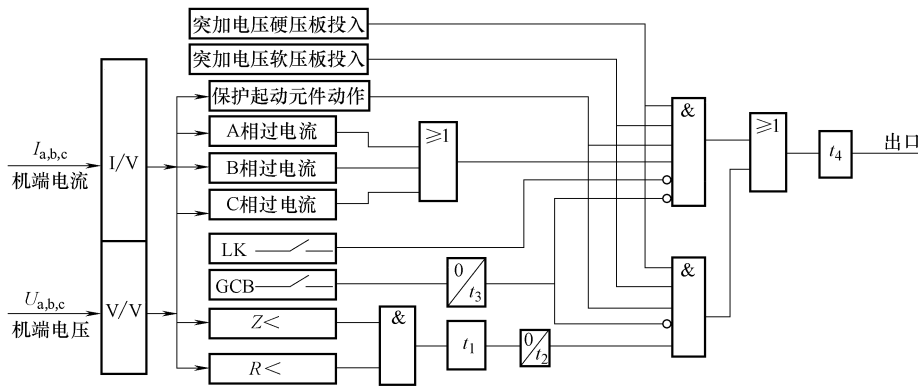


图 3-17 突加电压保护逻辑框图

图中 LK 为灭磁开关的位置触点，GCB 为发电机出口断路器位置触点。

(十五) 发电机起停机保护

发电机起停机保护是发电机在起动过程中尚未并网前，用以反应相间故障和定子接地故障的保护。起停机保护采用基波零序电压原理，取自发电机机端 PT。该保护由零序过电压元件构成，采用了不受频率影响的算法，保证了起停机过程对发电机的保护。

在发电机并网前，出口断路器位置触点闭合，保护投入，发电机并网后保护自动退出运行。

保护逻辑框图见图 3-18。

(十六) 发电机低频过电流保护

当 SFC 起动发电机时的保护，SFC 投入运行期间虽然发电机的机端电压只有 3.4kV，仅为发电机额定电压的 17% 左右，但由于其运行频率较低，对应的交流电抗也较小，若此时

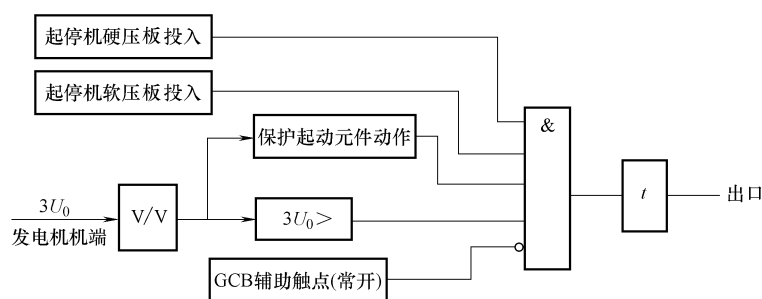


图 3-18 起停机保护逻辑框图

发电机发生相间短路，故障电流可能会严重烧毁发电机。因此，SFC 投入运行期间有必要装设低频过电流保护。该保护经 SFC 起动隔离开关辅助触点控制，在 SFC 投入运行时，保护投入，SFC 退出运行时，保护退出。

保护采集发电机机端 A 相电压及中性点侧三相电流，当电压值低于设定值并且电流值大于设定值时，保护动作使 SFC 隔离变高压侧开关及起动励磁变高压侧开关跳闸。

保护逻辑框图见图 3-19。

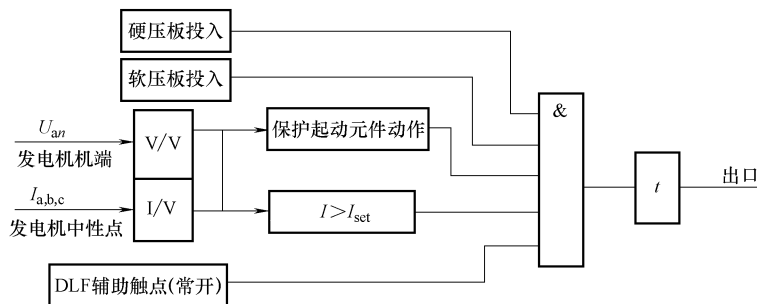


图 3-19 低频过电流保护逻辑框图

(十七) 发电机电压回路断线

电压回路断线判别：通过比较两组 PT 二次侧的电压，当某一 PT 失去电压时继电器动作，瞬时发出电压回路断线信号。本判据可用于闭锁相关保护。

保护逻辑框图见图 3-20。

二、变压器保护

(一) 变压器差动保护（主变、厂高变、启备变）

比率制动式差动保护是变压器（主变、厂高变、启备变）的主保护，能反映变压器内部相间短路故障、高压侧单相接地短路及匝间层间短路故障。保护能正确区分励磁涌流、过激磁故障。

保护采取自适应提高定值的方式，防止外部故障时由于 CT 饱和引起差动误动，当差动电流中的三次谐波与基波的比值大于某一定值时，自动提高比率制动差动的动作值，同时改

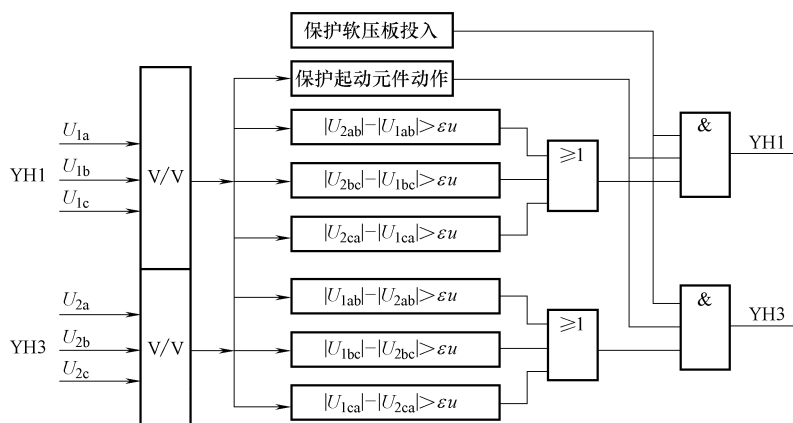


图 3-20 电压回路断线逻辑框图

变比率制动系数和最小制动电流，进一步提高保护的可靠性。

差动动作方程为

$$\begin{aligned}
 I_{op} &> I_{op,0} & (I_{res} \leq I_{res,0}) \\
 I_{op} &\geq I_{op,0} + S(I_{res} - I_{res,0}) & (I_{res} > I_{res,0}) \\
 I_{res} &> 1.1I_n \\
 I_{op} &\geq 1.2I_n + 0.7(I_{res} - 1.1I_n) & (I_{res} > 1.1I_n)
 \end{aligned} \tag{3-13}$$

式中 I_{op} ——差动电流；

$I_{op,0}$ ——差动最小动作电流整定值；

I_{res} ——制动电流；

$I_{res,0}$ ——最小制动电流整定值；

S ——比率制动特性斜率；

I_n ——基准侧 CT 的额定二次电流， $3 \leq n \leq 6$ ，各侧电流的方向都以指向变压器为正方向。

对于两侧差动和制动电流方程为

$$I_{op} = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2| \tag{3-14}$$

$$I_{res} = |\dot{I}_1 - \dot{I}_2|/2$$

式中， $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_n$ 分别为变压器各侧 CT 二次侧的电流。

励磁涌流判别：

保护提供两种励磁涌流识别判据，可根据需要由控制字进行选用，当控制字设为“1”时，励磁涌流判据为波形畸变判据；当控制字设为“0”时，励磁涌流判据为二次谐波判据，惠州 LNG 电厂目前使用二次谐波判据。

CT 断线判据：

当任一相差动电流大于 0.15 倍的额定电流时起动 CT 断线判别程序，满足下列条件认为 CT 断线：①本侧三相电流中至少一相电流不变；②最大相电流小于 1.2 倍的额定电流；

③本侧三相电流中至少有一相电流为零。

由于启备变采用不同生产厂商的保护装置，差动保护的基本原理相同，在此不再赘述。保护逻辑框图见图 3-21。

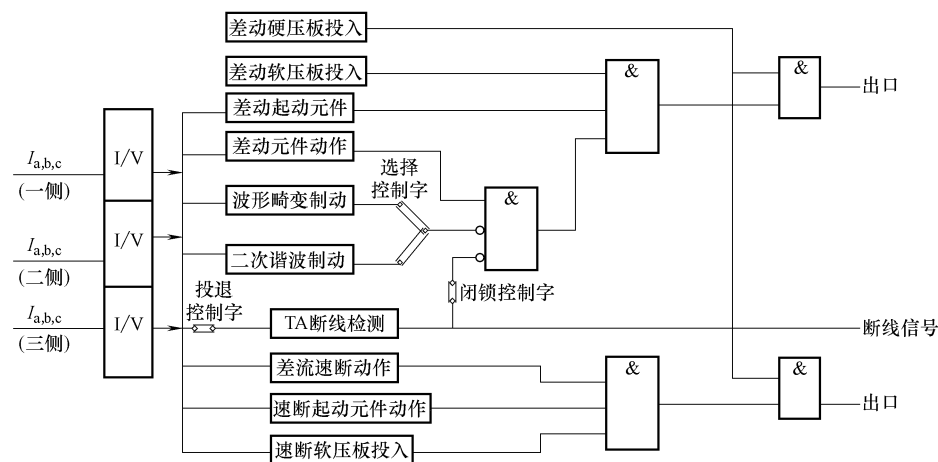


图 3-21 变压器差动保护逻辑框图

(二) 主变压器阻抗保护

作为变压器引线、母线及相邻线路相间故障的后备保护，主变阻抗保护可实现偏移阻抗、全阻抗或方向阻抗特性。保护可以配置成多段多时限，每段的每个时限都独立为一个保护。

阻抗保护采用线电压及相电流之差的 0° 接线方式，即 $\dot{U}_{ab}$ 和 $\dot{I}_{ab}$ 、 $\dot{U}_{bc}$ 和 $\dot{I}_{bc}$ 、 $\dot{U}_{ca}$ 和 $\dot{I}_{ca}$ 分别组成 3 个阻抗元件以“或”门输出。当 A、B、C 三相电流中任一相电流大于起动电流整定值时，开放阻抗保护。为防止 PT 断线时误动作，增设 PT 断线闭锁判据。低阻抗保护不设置振荡闭锁判据，因为其动作阻抗很小，它本身已有 0.5s 或 1s 的延时，足以躲开振荡。阻抗判据动作方程为

$$\left| \dot{U}_J - \frac{1}{2} \dot{I}_J (1 - \alpha) Z_{op} \right| \leq \left| \frac{1}{2} \dot{I}_J (1 + \alpha) Z_{op} \right| \quad (3-15)$$

式中 U_J ——线电压；

I_J ——与线电压相对应的相电流之差；

Z_{op} ——整定阻抗；

α ——偏移因子，即灵敏角下反向偏移阻抗与整定阻抗之比。

保护逻辑框图见图 3-22。

(三) 主变压器过激磁保护

参照发电机定子过激磁保护。

(四) 变压器高压侧零序过电流保护（主变、厂高变、启备变）

零序过电流保护作为变压器或相邻元件接地故障的后备保护。在此以主变高压侧零序过电流保护为例，保护分两段，每段两时限。第一段第一时限跳母联断路器，第一段第二时限全停发电机组；第二段第一时限跳母联断路器，第二段第二时限全停发电机组。

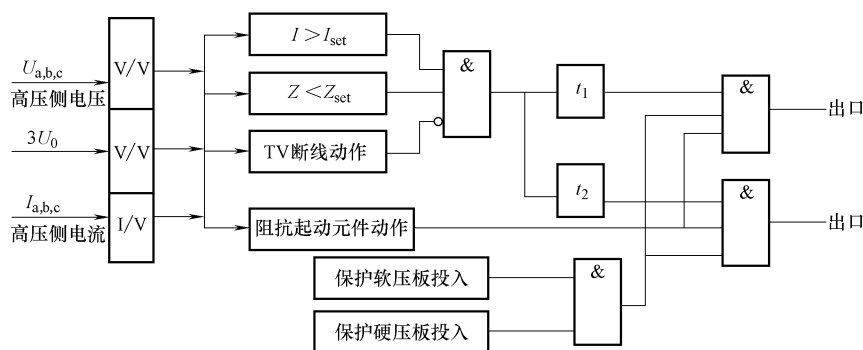


图 3-22 主变高压侧阻抗保护逻辑框图

保护逻辑框图见图 3-23。

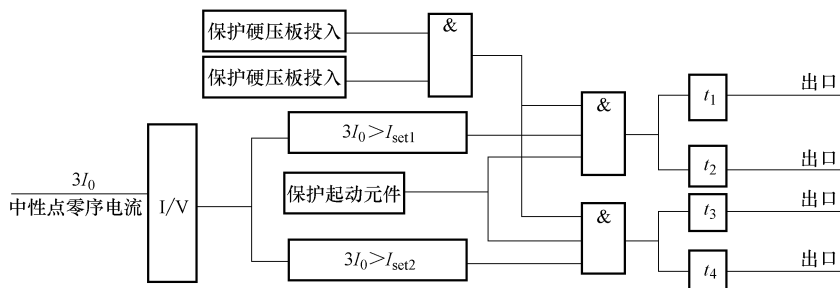


图 3-23 主变高压侧零序过电流保护逻辑框图

（五）主变压器高压侧间隙电流零序过电压保护

由于 220kV 系统运行方式为仅一台主变压器中性点直接接地，其他两台主变压器中性点接地隔离开关断开，该保护适用于中性点不接地的主变压器。保护利用接于变压器高压母线 PT 的开口三角来反映 $3U_0$ 。

保护由主变中性点间隙过电流元件与零序过电压元件组成“或”门输出，经短延时跳闸，作为变压器中性点不接地运行时单相接地故障的后备保护，其保护功能等同于零序过电压保护，当零序过电压间隙被击穿时，间隙零序过电流元件动作，经短延时跳闸。

保护逻辑框图见图 3-24。

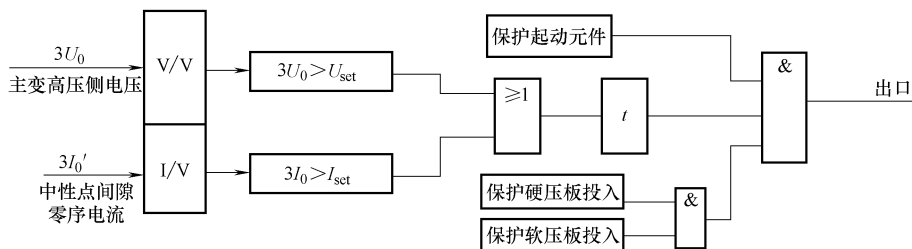


图 3-24 主变间隙零序过电压保护逻辑框图

（六）主变压器低压侧接地保护

主变低压侧接地保护采用零序电压 $3U_0$ 作为判据，零序电压取自主变低压侧 PT，保护

动作于发信。

保护逻辑框图见图 3-25。

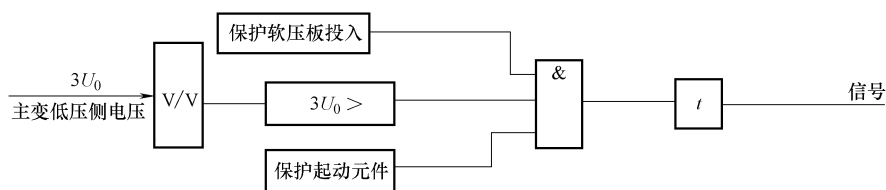


图 3-25 主变低压侧接地保护逻辑框图

（七）变压器复合电压过电流保护（厂高变、启备变）

复合电压过电流保护作为变压器或相邻元件的后备保护。保护取变压器低压侧和高压侧电流，经复合电压（低电压或负序电压）闭锁出口。

启备变保护原理相似，在此不再赘述。

以厂高变为例，复合电压过电流保护的电压信号取自 6kV 母线 PT 电压回路，电流信号取自厂高变高压侧 CT，该保护由复合电压元件和过电流元件“与”构成。保护动作于机组跳闸、主变高压侧断路器跳闸、厂高变低压侧断路器跳闸。

保护逻辑框图见图 3-26。

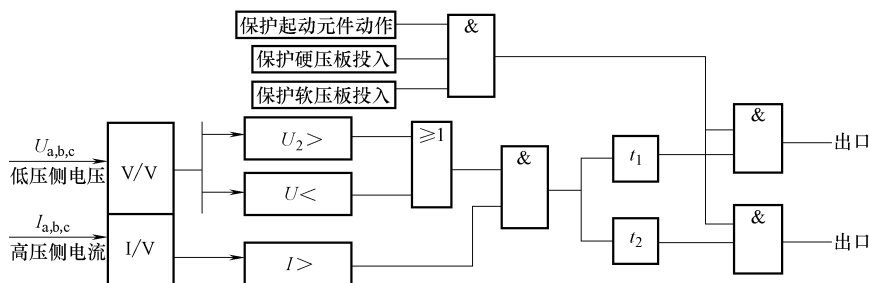


图 3-26 复合电压过电流保护逻辑框图

（八）变压器低压侧限时速断保护（厂高变、启备变）

厂高变、启备变低压侧限时速断保护作为变压器低压侧引出线和 6kV 厂用母线相间短路故障的保护。该保护的电流信号取自变压器低压侧 CT，由过电流元件加延时构成。当任一相电流大于速断整定值时动作，跳开变压器低压侧断路器，并闭锁厂用快切装置。

保护逻辑框图见图 3-27。

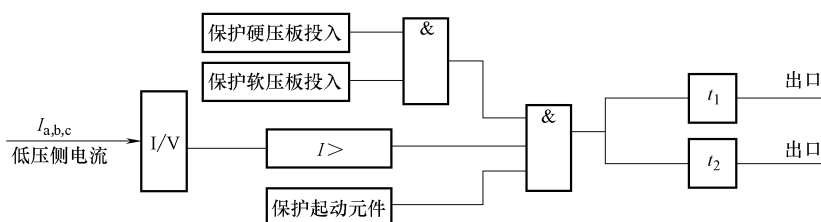


图 3-27 低压侧限时速断保护逻辑框图

(九) 励磁变保护

励磁变保护设置有速断保护、过电流保护和过载保护。当励磁变任一相电流大于速断整定值时速断保护动作。过电流保护作为励磁变的后备保护，同样动作于跳闸。过载保护反应励磁变绕组的平均发热情况，保护动作于发信。

保护逻辑框图见图 3-28。

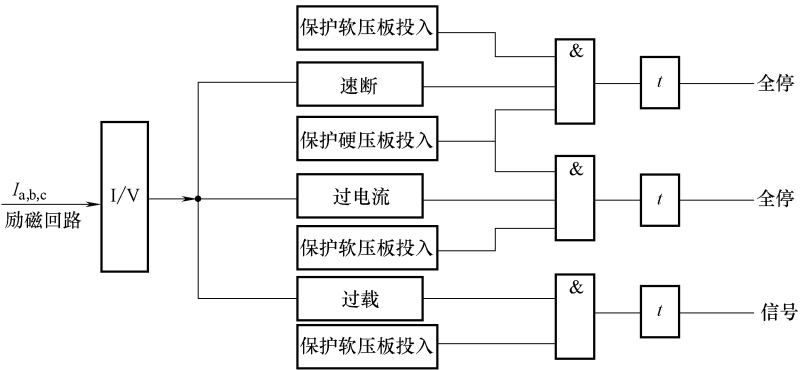


图 3-28 励磁变保护逻辑框图

(十) 变压器非电气量保护

变压器非电气量保护包括：重瓦斯、轻瓦斯、压力释放、冷却器全停、油温保护、绕组温度保护和油位保护等。发变组保护装置和启备变保护装置均实现了电气量保护与非电气量保护的彻底分离，由专门的非电气量保护装置来完成非电气量保护。以发变组的非电气量保护为例，不需要延时跳闸的非电气量通过压板直接去跳闸，需要延时跳闸的非电气量通过 CPU 延时后，由 CPU 发出跳闸信号。非电气量保护动作后，装置自动打印动作信息且可通过通信将信息传至监控系统。

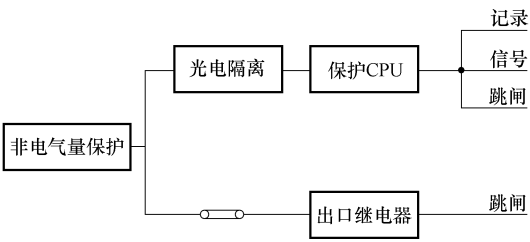


图 3-29 发变组非电气量保护逻辑框图

三、发变组其他保护

(一) 发电机出口断路器失灵启动

当发变组相关保护动作后需要跳开发电机出口断路器，而此时断路器拒动，则需要扩大保护动作范围来切除故障点。发电机出口断路器失灵启动保护由正序过电流元件和负序过电流元件作为附加判断依据，即有保护动作跳开发电机出口断路器，但出口开关没跳开，且过电流元件动作，则保护第一延时跳开发电机出口断路器，第二延时跳开主变高压侧断路器、厂高变低压侧断路器以及灭磁开关，并同时启动主变高压侧断路器失灵保护。

保护逻辑框图见图 3-30。

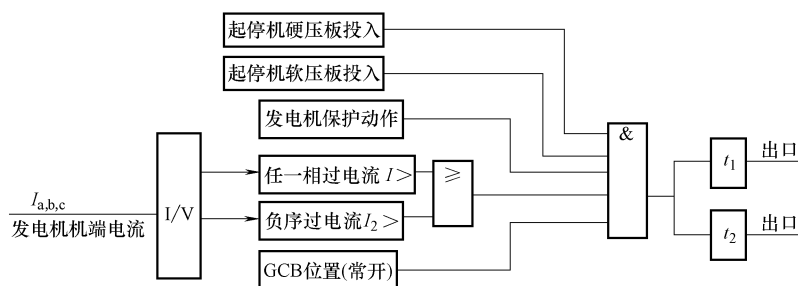


图 3-30 发电机出口开关失灵启动保护逻辑图

(二) 主变高压侧断路器失灵启动

当发变组相关保护动作需要跳开主变高压侧断路器，而断路器拒动，也同样需要扩大保护动作范围来切除故障点。主变高压侧断路器失灵启动由零序、负序过电流元件以及变压器各侧的电压作为附加判据。220kV 开关失灵启动相关资料请参照“220kV 母线及线路保护”章节中的母差失灵保护。

保护逻辑框图见图 3-31。

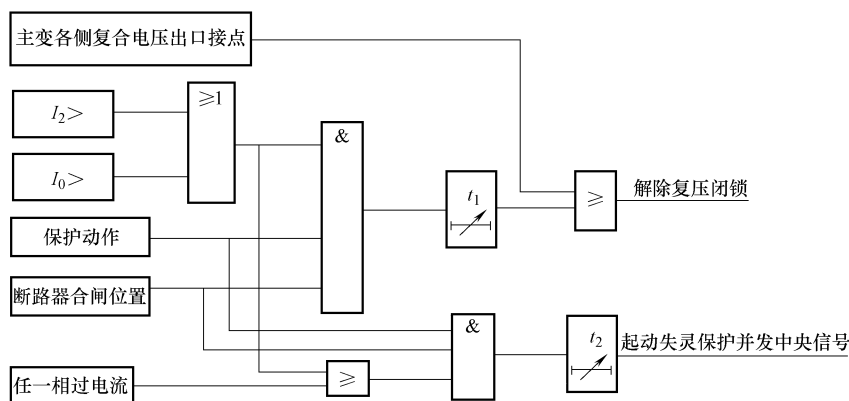


图 3-31 主变高压侧断路器失灵启动保护逻辑图

(三) 主变高压侧断路器非全相保护

当断路器发生非全相合闸或跳闸时，由于造成三相负载不平衡，负序电流在发电机转子表面感应出涡流，使发电机转子发热严重甚至损坏，非全相保护是保护发电机转子不致发热损坏的保护装置。

保护逻辑框图见图 3-32。

(四) 热工保护

由燃机、汽机、余热锅炉主机发出的热工跳闸信号至发变组保护屏，使发电机跳闸的保护。

(五) SFC 系统故障保护

请参照 SFC 章节。

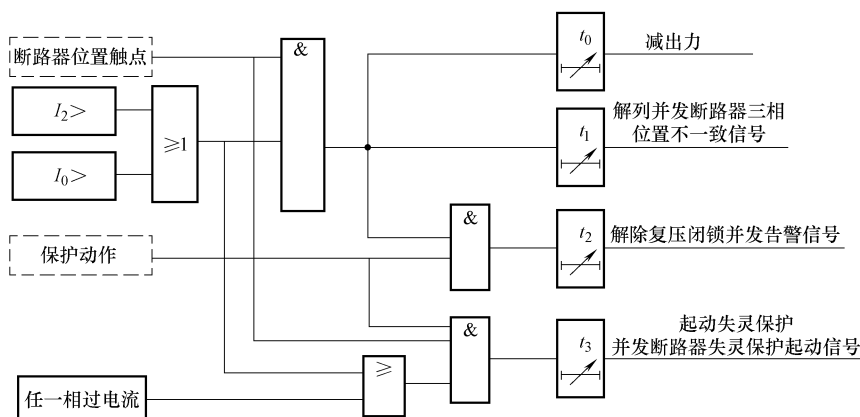


图 3-32 发电机出口断路器失灵起动保护逻辑图

第四节 保护装置运行与维护

一、发变组保护装置运行与维护

(一) 保护装置面板运行

所有的发变组保护装置模块（发电机、主变、厂高变、励磁变、非电气量保护）的面板上均设有 6 个信号灯。

(1) “信号 CPU”灯。为绿灯，装置正常运行时，每秒闪烁 5 次，如果闪烁不正常说明信号 CPU 处于不正常运行状态；

(2) “跳闸 CPU”灯。为绿灯，装置正常运行时，每秒闪烁 5 次，如果闪烁不正常说明跳闸 CPU 处于不正常运行状态；

(3) “装置故障”灯。为红灯，正常运行时熄灭，当装置发生故障时点亮；

(4) “起动”灯。为黄灯，正常运行时熄灭，当任一保护起动元件起动时点亮；

(5) “信号”灯。为红灯，正常运行时熄灭，当任一保护动作时点亮；

(6) “跳闸”灯。为红灯，正常运行时熄灭，当任一保护跳闸时点亮。

保护装置正常运行时，其屏后电源插件上 +5V、±15V 及 +24V 电源指示灯指示正常，为常亮状态。装置面板上设有一个“复归”键，用于运行人员就地复归装置告警及动作信号。

装置上其余按钮，运行人员未经允许不得操作。

(二) 保护装置运行规定

1. 液晶显示屏作为人机接口及保护全部信息处理终端。正常运行时，显示主菜单，保护动作后显示保护动作或报警信息。

2. 保护装置运行时 WFB-801 保护装置直流开关 DK1、WFB-802 保护装置直流开关 DK2、WFB-803 保护装置直流开关 DK3 应合上。

3. 发变组保护每次动作，无论是否跳闸，均有信号指示，同时打印机自动打印一份动作报告，装置面板上相应的出口指示灯点亮，直至信号被复归。

4. 发变组保护动作后的处理包括收集和保存动作打印报告；保护动作后打印机自动记录打印动作报告，记录动作类型、动作时间及动作参数；记录下保护动作行为，然后手动复归信号，可远程复归或是按装置面板上的“复归”按键复归；集中所有报告和记录分析动作原因；通知继保人员进行检查分析。

5. 发变组保护运行中，若装置自检发现故障，发出装置故障信号，或出现运行指示灯指示不正常、显示器显示不正常等现象时应做的处理包括退出其所属保护出口压板，断开故障装置的直流电源；保留全部打印数据，记录有关现象；立即联系继保人员检查处理，若打印机异常，而计算机保护无异常时，不必停用保护装置，只需联系继保人员对打印机进行适当处理。

6. 运行中来“PT 断线”信号，“CT 断线”信号，若不能复归信号，应立即联系继电保护人员检查处理。

二、启备变保护装置运行与维护

(一) 保护装置面板运行

1. 启备变保护 A、B 屏 CSC-361BH 电气量保护装置上设置有 7 个信号灯及一个保护复归按钮

- 1) “保护运行”灯，装置正常运行时点亮；
- 2) “差动动作”灯，正常运行熄灭，差动保护动作点亮；
- 3) “后备动作”灯，正常运行熄灭，当短路后备、接地后备、断路器非全相、失灵保护等起动时点亮；
- 4) “预告信号”灯，正常运行熄灭，当保护动作于发信时点亮；
- 5) “PT 异常”灯，正常运行熄灭，当 PT 回路异常时点亮；此灯亮，不能复归，立即联系继电保护人员检查处理；
- 6) “CT 异常”灯，正常运行熄灭，当 CT 回路异常时点亮；此灯亮，不能复归，立即联系继电保护人员检查处理；

7) “装置异常”灯，正常运行熄灭，装置发生故障时点亮；

8) “1FA”复归按钮，用于复归本装置信号。

装置上其余按钮，运行人员未经允许不得操作。

2. 启备变保护 B 屏 CSC-336G1 型非电气量保护装置上设置有 4 个信号灯及一个保护复归按钮

- 1) “运行”灯，装置正常运行时点亮；
- 2) “跳闸”灯，保护动作出口跳闸点亮；
- 3) “发信”灯，保护动作出口发信号点亮；
- 4) “告警”灯，正常运行熄灭，保护装置本身故障点亮；
- 5) “35FA”复归按钮，用于复归本装置信号。

装置上其余按钮，运行人员未经允许不得操作。

3. 启备变保护 A 屏 YQX-31J 型电压切换箱

- 1) “I 母电压”灯，指示保护装置交流电压取自 220kV I 母 PT；
- 2) “II 母电压”灯，指示保护装置交流电压取自 220kV II 母 PT。

4. 启备变保护 B 屏 JFZ-12TB 操作箱

- 1) “压力电源”灯，装置正常运行时点亮，表明装置直流电源切换回路正常；
 - 2) “Ⅰ母运行”灯/“Ⅱ母运行”灯，启备变接在 220kV Ⅰ母或 220kV Ⅱ母上运行，对应的灯点亮；
 - 3) “A 相分位”灯、“B 相分位”灯、“C 相分位”灯，启备变高压侧断路器处于分闸状态时三个灯均应点亮；
 - 4) “A 相合位 1”、“B 相合位 1”、“C 相合位 1”灯，手合启备变高压侧断路器后（假设在一组电源供电情况下）应点亮；
 - 5) “一组 A 跳”、“一组 B 跳”、“一组 C 跳”、“一组永跳”、“状态不对应”灯，保护动作跳闸后（假设在一组电源供电情况下）应点亮；
 - 6) “复归按钮”，用于就地手动复归信号。
- 装置上其余按钮，运行人员未经允许不得操作。

(二) 保护装置运行规定

1. 保护装置运行过程中，严禁随意按动面板上的键盘。
2. 保护装置投入运行，所有直流电源、交流电源开关应合上。
3. 装置可以检查到所有硬件的状态，包括开出回路的继电器线圈。运行人员可以通过告警灯和告警光字牌，发现装置是否处于故障状态，并可以通过液晶显示和打印报告了解故障位置和性质。
4. 保护动作后处理：完整准确的记录报警信号、装置液晶显示屏的内容；检查打印机的保护动作时间记录；收集、整理动作报告，集中所有报告，分析保护动作原因；通知继保人员进厂处理；查明保护动作原因，必要时对装置做模拟试验。

第五节 压板投退清单

一、发变组保护装置压板投退清单

(一) 发变组保护 A 屏、B 屏（见表 3-7）

表 3-7 发变组保护 A、B 屏保护压板投退清单

编号	压板(保护)名称	正常状态	压板投退简要说明
LP1	发电机差动保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP2	匝间保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP3	定子接地保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP4	转子一点接地保护压板	√	发电机运行或备用时投入,正常运行只投入一套
LP5	转子两点接地保护压板	√	
LP6	定子对称过载保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP7	定子负序过载保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP8	失磁保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP9	失步保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP10	过电压保护压板	√	发电机运行或备用时投入

(续)

编号	压板(保护)名称	正常状态	压板投退简要说明
LP11	发电机过激磁保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP12	逆功率保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP13	程跳逆功率保护压板	×	不投入
LP14	频率保护压板	×	不投入
LP15	低压记忆过电流保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP16	起停机保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP17	突加电压保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP18	低频过电流保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP19	热工保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP20	励磁系统故障压板	√	发电机运行或备用时投入
LP21	GCB 失灵启动压板	√	发电机运行或备用时投入
LP22	励磁变速断、过电流保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP23	SFC 故障压板	√	发电机运行或备用时投入
LP24	GCB 失灵保护压板	√	发电机运行或备用时投入
LP25	主变差动保护压板	√	主变运行或备用时投入
LP26	阻抗保护压板	√	主变运行或备用时投入
LP27	主变零序过电流保护压板	√	主变运行或备用时投入
LP28	主变间隙零序保护压板	√	主变运行或备用时投入
LP29	主变过激磁保护压板	√	主变运行或备用时投入
LP30	220kV 主变高压侧断路器失灵保护压板	√	主变运行或备用时投入 投入此压板的同时应同时投入 BP-2B 微机 母线失灵保护屏上对应的断路器失灵启动压板
LP31	220kV 主变高压侧断路器非全相保护压板	√	主变运行或备用时投入
LP32	厂高变差动保护压板	√	厂高变运行或备用时投入
LP33	厂高变复合电压过电流保护	√	厂高变运行或备用时投入
LP34	厂高变低压侧速断保护压板	√	厂高变运行或备用时投入
LP35	厂高变低压侧过电流保护压板	√	厂高变运行或备用时投入
LP36	厂高变低压侧零序过电流保护压板	√	厂高变运行或备用时投入
LP37	跳发电机出口断路器第一线圈压板	√	发电机运行或备用时投入
LP38	跳发电机出口断路器第二线圈压板	√	发电机运行或备用时投入
LP39	跳 220kV 主变高压侧断路器第一线圈压板	√	主变运行或备用时投入
LP40	跳 220kV 主变高压侧断路器第二线圈压板	√	主变运行或备用时投入
LP41	跳母联断路器第一线圈压板	√	主变运行或备用时投入
LP42	跳母联断路器第二线圈压板	√	主变运行或备用时投入
LP43	跳厂高变低压侧断路器压板	√	厂高变运行或备用时投入
LP44	起动失灵 I 压板	√	和 LP30 压板同时投退
LP45	起动失灵 II 压板	√	和 LP30 压板同时投退

(续)

编号	压板(保护)名称	正常状态	压板投退简要说明
LP46	程序跳闸压板	×	和 LP13 压板同时投退
LP47	跳灭磁开关 I 压板	√	发电机运行或备用时投入
LP48	跳灭磁开关 II 压板	√	发电机运行或备用时投入
LP49	停燃机 I 压板	√	发电机运行或备用时投入
LP50	停燃机 II 压板	√	发电机运行或备用时投入
LP51	停燃机 III 压板	√	发电机运行或备用时投入
LP52	起动 220kV 主变通风压板	√	主变运行或备用时投入
LP53	保护动作起动快切压板	√	主变运行或备用时投入
LP54	跳闸总出口 I 压板	√	发电机运行以及备用或者主变运行以及备用时投入
LP55	跳闸总出口 II 压板	×	不投入
LP56	停止起动压板	×	不投入
LP57	闭锁厂用电切换压板	√	高变运行或备用时投入
LP60	转子大轴压板	√	同本保护屏的转子一点、两点接地保护压板同时投退

注：“√”表示正常运行投入，“×”表示正常运行时退出。

(二) 发变组保护 C 屏 (见表 3-8)

表 3-8 发变组保护 C 屏保护压板投退清单

编号	压板(保护)名称	正常状态	压板投退简要说明
LP1	主变瓦斯保护压板	√	主变运行或备用时投入
LP2	主变压力释放保护压板	×	不投入
LP3	主变压器冷却器全停保护压板	√	主变运行或备用时投入
LP4	主变压器油温超高保护压板	×	不投入
LP5	主变绕组温度超高保护压板	×	不投入
LP6	厂高变瓦斯保护压板	√	厂高变运行或备用时投入
LP7	厂高变压力释放保护压板	×	不投入
LP9	厂高变油温超高保护压板	×	不投入
LP10	厂高变绕组温度超高保护压板	×	不投入
LP11	220kV 母线保护动作跳闸压板	√	220kV 母线保护运行或备用时投入， 此压板投入的同时应投入母线 保护屏上相应的断路器跳闸出口压板
LP12	励磁变超温保护跳闸压板	×	不投入
LP13	跳发电机出口断路器第一线圈压板	√	发电机运行或备用时投入
LP14	跳发电机出口断路器第二线圈压板	√	发电机运行或备用时投入
LP15	跳 220kV 主变高压侧断路器第一线圈压板	√	主变运行或备用时投入
LP16	跳 220kV 主变高压侧断路器第二线圈压板	√	主变运行或备用时投入
LP17	跳厂高变低压侧断路器压板	√	厂高变运行或备用时投入
LP18	跳灭磁开关 I 压板	√	发电机运行或备用时投入
LP19	跳灭磁开关 II 压板	√	发电机运行或备用时投入
LP20	跳闸总出口 I 压板	√	发电机运行以及备用或者主变运行以及备用时投入
LP21	跳闸总出口 II 压板	×	不投入

(续)

编号	压板(保护)名称	正常状态	压板投退简要说明
LP22	停燃机Ⅰ压板	√	发电机运行或备用时投入
LP23	停燃机Ⅱ压板	√	发电机运行或备用时投入
LP24	停燃机Ⅲ压板	√	发电机运行或备用时投入
LP25	保护动作启动快切压板	√	主变运行或备用时投入
LP26	失灵保护联跳各侧断路器压板	√	主变运行或备用时投入

注：“√”表示正常运行投入，“×”表示正常运行时退出。

二、启备变保护装置压板投退清单

(一) 保护 A 屏 (见表 3-9)

表 3-9 启备变保护 A 屏压板投退清单

编号	压板名称	正常状态	压板功能及投退简要说明
1KLP1	差动保护压板	√	投入本屏差动保护
1KLP3	高压侧过电流保护压板	√	投入本屏高压侧过电流保护
1KLP4	高压侧零序Ⅰ段压板	√	投入本屏高压侧零序保护
1KLP5	高压侧零序Ⅱ段压板	×	
1KLP7	非全相保护压板	√	投入本屏非全相保护
1KLP8	起动失灵保护压板	√	此压板加用,本屏失灵保护投入运行
1KLP15	低压侧零电流保护压板	√	投入本屏低压侧零序保护
1KLP17	闭锁远程操作压板	√	此压板用于闭锁后台对装置的远程控制功能(如远程修改保护定值),正常运行时投入
1KLP18	检修状态压板	×	此压板用于保护装置检修和调试时,断开装置与后台监控系统的通信,以减少调试信号对后台的干扰。此压板正常运行时退出
1CLP1	跳启备变高压侧断路器 1 压板	√	保护出口起动高压侧断路器第一组跳闸回路
1CLP2	跳启备变高压侧断路器 2 压板	√	保护出口起动高压侧断路器第二组跳闸回路
1CLP3	跳 220kV 母联断路器 1 压板	√	保护出口起动母联断路器第一组跳闸回路
1CLP4	跳 220kV 母联断路器 2 压板	√	保护出口起动母联断路器第二组跳闸回路
1CLP5	保护动作接点失灵用压板	√	本屏保护动作起动失灵回路压板
1CLP15	解除失灵复压闭锁 1 压板	√	失灵解闭锁出口压板,投退此压板的同时,应同时投退 BP-2 母线失灵保护屏上对应的断路器失灵起动压板。启备变处于热备用状态时投入,或是启备变送电,准备合高压侧断路器前投入;启备变退出备用必须退出
1CLP16	起动失灵 1 压板	√	失灵保护起动出口压板,投退此压板的同时,应同时投退 BP-2 母线失灵保护屏上对应的断路器失灵起动压板。启备变处于热备用状态时投入,或是启备变送电,准备合高压侧断路器前投入;启备变退出备用必须退出
1CLP18	起动失灵 2 压板	×	此压板为备用压板
35KLP1	重瓦斯压板	√	投入本体重瓦斯保护
35KLP2	调压重瓦斯压板	√	投入调压重瓦斯保护

(续)

编号	压板名称	正常状态	压板功能及投退简要说明
35KLP3	压力释放压板 1	×	此压板不投入(当此压板投入时,压力释放保护出口 起动高压侧断路器第一组跳闸回路)
35KLP4	压力释放压板 2	×	此压板不投入(当此压板投入时,压力释放保护出口 起动高压侧断路器第二组跳闸回路)
35KLP5	油温过高压板	×	此压板不投入
35KLP6	绕组温度过高压板	×	此压板不投入
35CLP1	跳启备变高压侧断路器 1 压板	√	保护出口起动高压侧断路器第一组跳闸回路
35CLP2	跳启备变高压侧断路器 2 压板	√	保护出口起动高压侧断路器第二组跳闸回路
35CLP5	跳 A 分支断路器压板	√	保护出口跳 A 分支
35CLP6	跳 B 分支断路器压板	√	保护出口跳 B 分支
35CLP7	跳 C 分支断路器压板	√	保护出口跳 C 分支

注：“√”表示正常运行投入，“×”表示正常运行时退出。

(二) 保护 B 屏 (见表 3-10)

表 3-10 启备变保护 B 屏压板投退清单

编号	压板名称	正常状态	压板功能及投退简要说明
1KLP1	差动保护压板	√	投入本屏差动保护
1KLP3	高压侧过电流保护压板	√	投入本屏高压侧过电流保护
1KLP4	高压侧零序 I 段压板	√	投入本屏高压侧零序保护
1KLP5	高压侧零序 II 段压板	×	
1KLP7	非全相保护压板	√	投入本屏非全相保护
1KLP8	起动失灵保护压板	√	此压板加用,本屏失灵保护投入运行
1KLP9	A 分支后备保护压板	√	投入本屏 A 分支后备保护
1KLP10	B 分支后备保护压板	√	投入本屏 B 分支后备保护
1KLP11	C 分支后备保护压板	√	投入本屏 C 分支后备保护
1KLP15	低压侧零电流保护压板	√	投入本屏低压侧零序保护
1KLP17	闭锁远程操作压板	√	此压板用于闭锁后台对装置的远程控制功能(如远 程修改保护定值),正常运行时投入
1KLP18	检修状态压板	×	此压板用于保护装置检修和调试时,断开装置与 后台监控系统的通信,以减少调试信号对后台的 干扰。此压板正常运行时退出
1CLP1	跳高压侧断路器 1 压板	√	保护出口起动高压侧断路器第一组跳闸回路
1CLP2	跳高压侧断路器 2 压板	√	保护出口起动高压侧断路器第二组跳闸回路
1CLP3	跳高压母联 1 压板	√	保护出口起动母联断路器第一组跳闸回路
1CLP4	跳高压母联 2 压板	√	保护出口起动母联断路器第二组跳闸回路
1CLP5	保护动作接点失灵回路压板	√	本屏保护动作起动失灵回路压板
1CLP8	A 分支跳闸压板	√	保护出口跳 A 分支

(续)

编号	压板名称	正常状态	压板功能及投退简要说明
1CLP9	B 分支跳闸压板	√	保护出口跳 B 分支
1CLP10	C 分支跳闸压板	√	保护出口跳 C 分支
1CLP15	解除失灵复压闭锁 1 压板	√	失灵解闭锁出口压板,投退此压板的同时,应同时投退 BP-2 母线失灵保护屏上对应的断路器失灵起动压板。启备变处于热备用状态时投入,或是启备变送电,准备合高压侧断路器前投入;启备变退出备用必须退出
1CLP16	起动失灵 1 压板	√	失灵保护起动出口压板,投退此压板的同时,应同时投退 BP-2 母线失灵保护屏上对应的断路器失灵起动压板。启备变处于热备用状态时投入,或是启备变送电,准备合高压侧断路器前投入;启备变退出备用必须退出

注：1. “√”表示正常运行投入，“×”表示正常运行时退出。
2. 保护 A 屏中以阿拉伯数字“1”开头的压板属于 CSC-361BH 型电气量保护装置的功能压板和出口压板；以阿拉伯数字“35”开头的压板属于 CSC-336G1 型非电气量保护装置的功能压板和出口压板；阿拉伯数字后第一个开头字母为“C”的，表示是出口压板，第一个开头字母为“K”的，表示是功能压板。
3. 当保护 A 屏中 CSC-361BH 型电气量保护装置或是 CSC-336G1 型非电气量保护装置本身发生装置故障，需要退出运行，而其他装置继续运行时，必须将故障装置所属功能压板和出口压板全部退出，并断开其直流电源开关。

三、压板投入前的规定

- 1. 在投入功能压板之前，应确认相应保护的出口压板在退出位置。
- 2. 在投入功能压板之后，应检查相应保护未动作，若保护装置有动作报警，应检查确认原因，消除故障并复归信号。
- 3. 在投入出口压板之前，应检查相应的功能压板已投入，保护装置无动作报警和异常信号。
- 4. 在投入出口压板之前，还需要测量压板两端电压。选用合格的万用表，并选用直流电压档，分别测量压板两端对地电压为：正极对地电压约为 0V，负极对地电压等于直流系统负母电压（惠州 LNG 电厂出口压板负极端子直接接在直流系统负母上）。在确保压板两端无异常电压后，方可投入压板。禁止利用万用表直接测量压板两端电压差。若测量时直流系统母线有接地，应通知检修人员消除接地点，然后按照上述方法重新测量。

第六节 运行经验分享

一、转子两点接地保护动作

事件经过：
某两班制电厂 #1 机转速 3000r/min 准备并网（发电机出口断路器仍在分闸状态），合上灭磁开关后，DCS 发“#1 机转子两点接地”保护动作报警，灭磁开关跳闸。
原因分析：
拔出电刷测量发电机转子的绝缘为 2GΩ，排除了发电机转子接地的可能；测量励磁回路的绝缘为 200kΩ，绝缘很低。同时发现励磁间空调出风口直对励磁柜，且交直流母排不断

有水珠滴下，母排表面有结露现象。因此判断转子绝缘低是由于直流母排受潮结露引起的。测量发电机转子绝缘合格后起动机组正常。

结论：

保证发电机励磁间的室温不能太低，且空调风口不能对着励磁柜，防止直流母排以及励磁系统其他元器件低温结露。

二、#1 厂高变压力释放保护动作导致#1 主变、#1 厂高变跳闸

事件经过：

某电厂#1 机组停机备用，#1 厂高变压力释放保护动作，#1 主变高压侧断路器跳闸，#1 机组 6kV 母线进线开关跳闸，6kV 母线快切装置动作自动合上备用电源进线开关，#1 机组 110V 直流系统有接地报警。

原因分析：

至现场检查#1 厂高变外观完好，压力释放器未喷油且其顶部红色端钮未弹起，证明压力释放器并未动作。由于当时天降大雨，且在保护动作时 110V 直流系统有接地情况，进一步检查发现#1 厂高变压力释放保护装置进水严重，测量绝缘不合格。说明该事件是由于#1 厂高变压力释放保护装置进水导致保护回路两点接地，保护装置误动作。

结论：

- 1) 在主变、厂高变、启备变压力释放保护装置上应装设防雨罩；
- 2) 根据《电力变压器运行规程（中华人民共和国电力行业标准）》（DL/T 572—1995）“5.4 变压器的压力释放器接点宜作用于信号”的要求，并咨询变压器厂家和广东省电科院，结合电厂的实际运行情况，决定将主变、厂高变、启备变压力释放保护由跳闸和发信改为只发信。

三、发电机-变压器保护的部分非电气量保护装置出口由跳闸和发信改为只发信

为了确保电气设备的可靠运行，降低由于非电气量保护误动作造成机组非计划停运的风险，同时经过咨询广东电科院技术监督继电保护专业的意见，决定将以下主变、厂高变、启备变的非电气量保护由跳闸和发信改为只发信。

- 1) 主变压力释放；
- 2) 主变油温超高；
- 3) 主变绕组温度超高；
- 4) 厂高变压力释放；
- 5) 厂高变油温超高；
- 6) 厂高变绕组温度超高；
- 7) 励磁变超温；
- 8) 启备变油温过高；
- 9) 启备变绕组温度过高；
- 10) 启备变压力释放。

对于强油循环冷却的变压器，冷却器全停保护必须保留，若某变压器没有设置冷却器全停保护，应将油温高或绕组温度高保护设置为跳闸和发信。

四、#1 主变受电过程中保护动作跳开其高压侧断路器

事件经过：

220kV#1 主变及厂高变断路器由检修状态转为由 I 母供电状态的操作中，在合上 220kV #1 主变高压侧断路器时，厂高变比率差动保护动作、厂高变复合电压保护动作，220kV#1 主变高压侧断路器 2201 跳闸。

原因分析：

检查#1 主变及厂高变本体无异常，发变组保护装置上有“厂高变比率差动 A、B、C 相动作”、“厂高变复合电压保护动作”信号，其他无异常。通过保护动作时的故障录波图判断保护动作是由于#1 主变充电过程中的励磁涌流引起，#1 主变重新送电后运行正常。

结论：

发变组保护在本次主变充电过程没有躲开励磁涌流，导致保护动作跳开主变高压侧断路器。综合发变组保护装置厂家和广东省电科院技术监督部门的意见，决定升级保护装置软件版本，并减小主变和厂高变保护装置的“二次谐波制动系数”整定值。将#1、#2、#3 发变组保护装置主变保护 WFB-802 “二次谐波制动系数”由 0.15 改为 0.10，将#1、#2、#3 发变组保护装置厂高变保护 WFB-803 “二次谐波制动系数”由 0.15 改为 0.10。

五、增加主变高压侧断路器失灵保护联跳厂高变低压侧断路器及发电机出口断路器的保护

2012 年 01 月南网总调下发《关于明确 220kV 及以上系统变压器断路器失灵联跳各侧回路有关反措要求的通知》，以防范 220kV 及以上系统变压器的失灵联跳回路不完善造成的电网风险。以惠州 LNG 电厂系统为例，当 220kV 主变高压侧断路器失灵保护动作后，除跳开主变高压侧断路器所接 220kV 母线上的所有断路器以及 220kV 母联断路器之外，还应联跳发电机出口断路器，并应同时联跳厂高变低压侧断路器。但由于该厂 220kV 母线失灵保护屏上未设计联跳发电机出口断路器和厂高变低压侧断路器的保护，当主变高压侧断路器失灵保护动作后，发电机出口断路器和厂高变低压侧断路器都不会联跳，这种情况下会导致故障点未完全切除（发电机机端还有电压），进一步损坏设备，另外还会使 6kV 厂用快切装置的切换时间延长，机组 6kV 母线会短时停电。

根据以上分析，增加主变高压侧断路器失灵保护联跳发电机出口断路器和厂高变低压侧断路器的保护是非常有必要的，惠州 LNG 电厂会尽快完成这方面的技术改造。

第四章 静态变频器（SFC）系统

第一节 SFC 系统介绍

一、SFC 系统作用

大型燃气-蒸汽联合循环机组在起动、高盘冷却、水洗等过程中，整个轴系的驱动力矩都是由同步发电机作为同步电动机运行来提供的。当同步发电机作为同步电动机运行时，SFC 系统将取自机组 6kV 母线的工频电源通过变频后，施加到发电机的定子上，使发电机变成调频调速的电动机转动起来，并同轴带动燃气轮机起动。

根据同步电机转速 n 与电源频率 f 的关系为

$$n = 60f/p \tag{4-1}$$

在同步电机极对数 p 一定时，改变电源频率 f 就可改变发电机的转速。由于加在发电机定子上的是变频后的交流电，使得燃气轮机转速按预先设定的速率加速上升。

当燃气轮机起动时，SFC 从单元机组 6kV 厂用电系统取电，将电压和频率恒定的电源变换成电压和频率可变的电源，可变的电源施加于发电机定子线圈；同时，6kV 厂用系统给发电机转子提供励磁电压，在发电机转子上产生磁场，发电机定子产生的旋转磁场作用于磁体转子，使转子转动起来。SFC 就是通过对输出电压频率的改变，使发电机转子转速达到系统指定的转速。

二、SFC 系统结构

惠州 LNG 电厂三台机组共配置两套相互独立的 SFC 系统，每一套 SFC 系统可以起动任一台燃气轮机组，当一套 SFC 出现故障，燃气轮机仍然可以依靠另一套 SFC 起动。两套系统均设置有切换开关柜，通过切换开关来实现三台机组选择其中任一套 SFC 作为起动电源供给。SFC 系统结构见图 4-1。

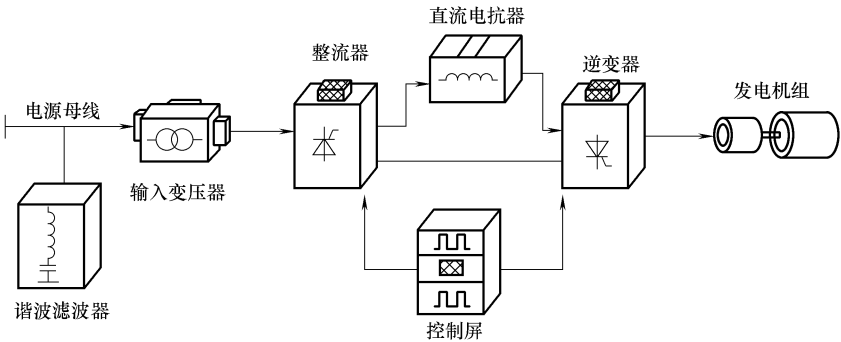


图 4-1 SFC 系统结构图

SFC 由谐波滤波器、输入变压器、整流装置、直流电抗器、逆变装置、控制屏、转子位置传感器、起动励磁变压器、SFC 选择切换柜等部分组成。其各部分功能简要如下:

1) 输入变压器: 为 SFC 系统提供电源, 同时通过变压器漏抗限制晶闸管短路时的短路电流;

2) 谐波滤波器: 其内部是由电感和电容组成谐振电路, 用来吸收在整流和逆变过程中所产生的 5 次、7 次谐波, 防止谐波对电厂其他电气设备的影响, 以及防止谐波反送到电网中造成对电网的谐波污染, 同时可提高 SFC 系统的功率因数;

3) 整流器: 为三相桥式全控整流装置。通过对晶闸管导通角的控制把 50Hz 交流电压转换为直流电压, 并控制直流电流达到适当值;

4) 逆变器: 通过对晶闸管相位的控制, 把直流逆变成频率可变的交流, 其频率从 0.05 ~ 33.3Hz 平滑可调, 使发电机加速平滑;

5) 直流电抗器: 限制波纹, 使直流电流波形更加平滑;

6) 控制屏: 接受来自 DCS 的控制信号, 控制和协调 SFC 系统各部件的工作, 并有系统内部故障自我诊断、报警和保护功能;

7) 转子位置传感器: 安装于发电机的转子转轴之上, 用以测量转子的位置, 其反馈信号为逆变器触发信号的参考信号;

8) 起动励磁变压器: 在 SFC 拖动燃机透平期间, 为发电机提供励磁电源, 电源取自本机组厂用 6kV 母线, 低压侧额定电压为 150V, 容量 300kVA;

9) SFC 逻辑切换柜: 接收来自 DCS 的指令, 按照预定逻辑顺序对相应的断路器、隔离开关进行断开或闭合操作, 以便完成所选 SFC 与被起动的机组之间的电气连接, 达到起动机组的目的。

三、SFC 启动发电机接线图

如图 4-2 右边所示, SFC 装置从 6kV 厂用电取电, 经过整流、逆变后通过切换开关给对应的发电机定子供电。在发电机出口断路器装置内还设置有 SFC 起动隔离开关, 在机组起动前该隔离开关合上, SFC 给发电机定子提供变频后的电源, 使发电机作为同步电动机带动燃机运行, SFC 退出运行后该隔离开关断开。

发电机中性点经单相接地变压器 (接地变) 接地, 发电机中性点接地变一次侧设置有发电机中性点接地隔离开关, 在 SFC 投入运行之前该接地隔离开关断开, 以防止 SFC 整流器与逆变器之间发生接地故障时, 会产生很大的直流电流经发电机中性点流过, 从而烧毁接地变压器。当 SFC 退出运行后, 发电机中性点接地隔离开关再次合上。

四、SFC 系统主要参数

SFC 系统额定参数如下:

额定容量: 6600kVA

交流输入电压: 3 相, 6kV, 50Hz

直流额定电压: 4.1kV

直流额定电流: 1195A

逆变输出电压: 3 相, 3.4kV, 0.05 ~ 3.33Hz

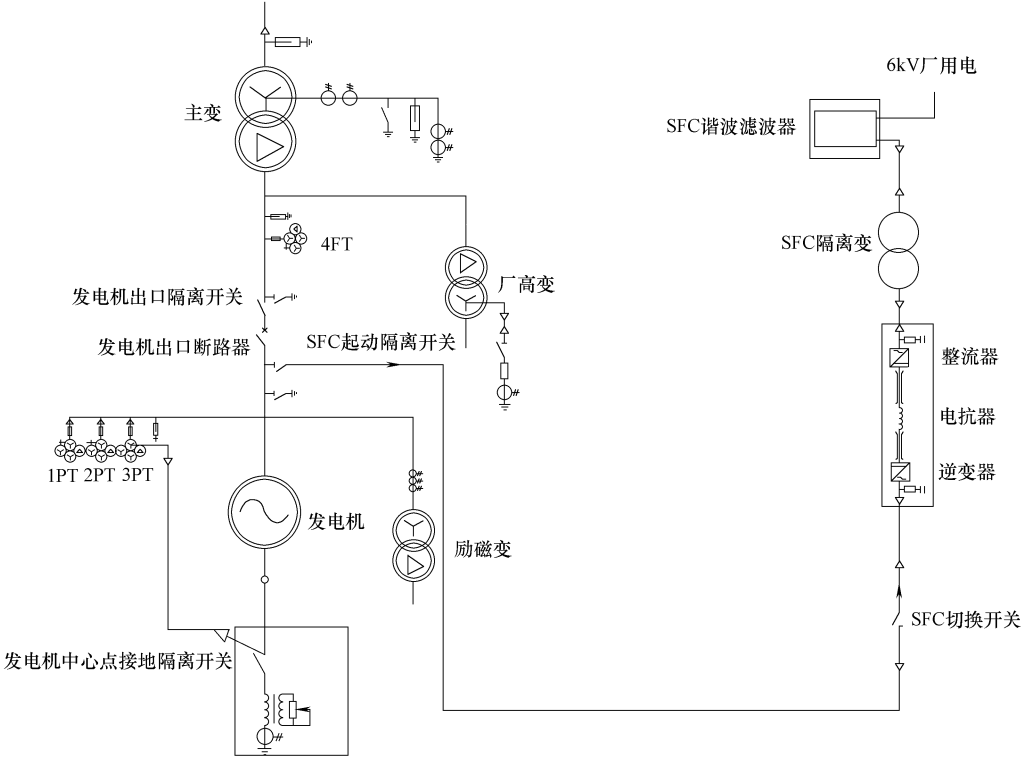


图 4-2 SFC 启动发电机接线图

额定功率：4900kW

五、SFC 系统工作原理

(一) 主电源回路图

SFC 主回路由 SFC 隔离变压器、整流器、直流电抗器、逆变器组成，见图 4-3。整流器采用三相六脉波全控晶闸管整流桥，将恒定的三相交流电压变成可变的直流电压。逆变器也是采用三相六脉波全控晶闸管整流桥，将整流桥输出的直流电压转变成变幅值和变频率的交流电压。这个可变的交流电源施加于发电机使发电机加速到指定的转速。

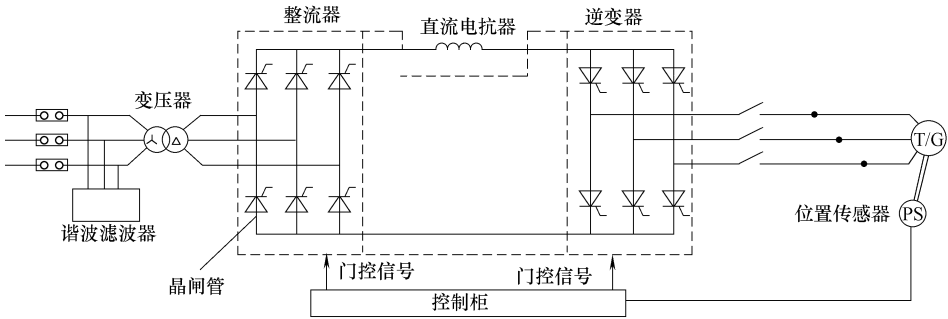


图 4-3 SFC 主电源回路图

当机组起动时, 发电机作为同步电动机运行, 发电机定子绕组由 SFC 供电, 厂用 6kV 电源经起动励磁变降压整流后向发电机转子绕组供电。在定子、转子电流共同产生的电磁力矩的作用下, 使发电机转子旋转、升速。

(二) 整流器工作原理

如图 4-4 所示, 整流器侧的直流电压 E_{dr} 稍微大于逆变器侧的直流电压 E_{di} ($E_{dr} > E_{di}$)。直流电流 I_d 等于电压差 $\Delta V = E_{dr} - E_{di}$ 除以直流回路电阻 R , 该电流流过直流回路。

$$I_d = \Delta V / R \quad (4-2)$$

通过整流器的相控可以调节输出直流电压为任意值。直流电压是触发延迟角 α 的函数。

$$E_d \approx 1.35 E_s \cos \alpha \quad (4-3)$$

式中 E_d ——输出直流电压;

E_s ——输入交流电压 (线电压)。

根据直流电流反馈控制自动调节整流器的触发延迟角 α 。由上式可以看出, 当触发角由 0° 到 90° 时, 直流输出等效电压 E_{dr} 为正, 此时称为整流状态, E_{dr} 的大小可通过改变触发角 α 调整, 当触发角 α 大于 90° 时, 整流桥输出电压为负, 即进入逆变状态。

1. $\alpha = 30^\circ$

图 4-5 为晶闸管触发角 α 为 30° 时的电压波形, 其等效直流输出电压为 E_{dr} 。

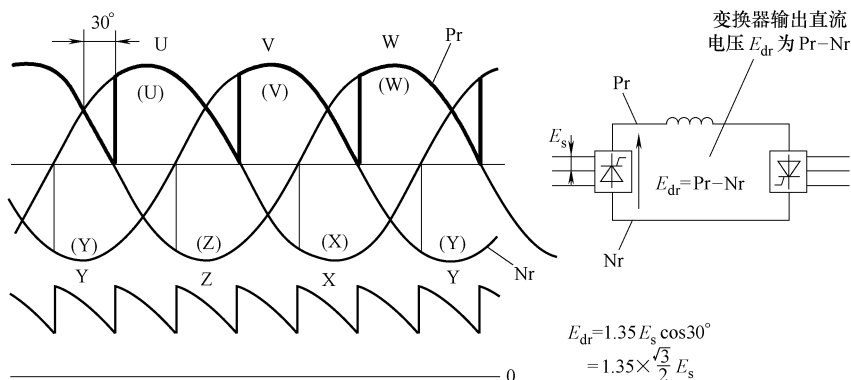


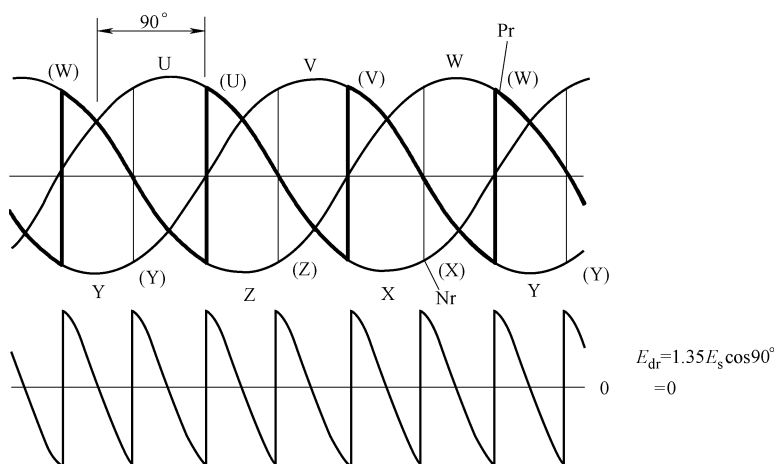
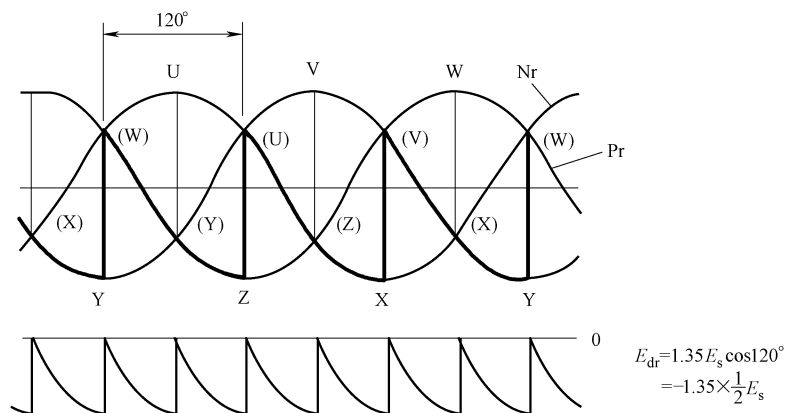
图 4-5 触发延迟角 α 等于 30° 时的直流输出电压波形

2. $\alpha = 90^\circ$

图 4-6 为晶闸管触发角 α 为 90° 时的电压波形, 由图中可以看出, 当触发角为 90° 时, 直流等效电压输出 E_{dr} 为 0。

3. $\alpha = 120^\circ$

图 4-7 为晶闸管触发角 α 为 120° 时的电压波形, 由此可以看出, 当触发角由 0° 到 90° 时, 直流输出等效电压 E_{dr} 为正, 此时称为整流状态, E_{dr} 的大小可通过改变触发角 α 调整, 当触发角 α 大于 90° 时, 整流桥输出电压为负, 即进入逆变状态。

图 4-6 触发延迟角 α 等于 90° 时的直流输出电压波形图 4-7 触发延迟角 α 等于 120° 时的直流输出电压波形

在 SFC 的逆变器处于脉冲换相模式时，为使逆变器能够完成换相，要求整流输出电流为直流脉冲波，即每隔 60° 电角度要求整流输出电流截止为零，此时整流器采用将触发角 α 调整到大于 90° 来完成整流电流的截止，即通常所说的逆变截止。

(三) 直流电抗器工作原理

整流输出回路串接直流电抗器，对外相当于一个电流源。该电流源的交流阻抗近似无穷大，电抗器同时起着降低直流段电压波动并吸收逆变负载端无功功率的作用。

(四) 转子位置确定

SFC 采用电磁式转子位置检测器，能够精确检测到转子的实际空间位置，从而准确触发逆变器晶闸管，实现逆变器换相。如图 4-8a 所示，在转子的大轴上有一个凹凸形圆盘，它与转子同轴旋转。凹凸形圆盘四周按 120° 角度分布共安装了 3 个电磁式位置传感器探头 (A、B、C)，传感器探头安装在发电机每相定子绕组的等效轴线处，转子的磁极方向与凹

凸形圆盘的对称轴线偏差 30° ，当凹凸形圆盘的凸出部分扫过传感器探头，相应的传感器会输出一个电压幅值恒定的方波。通过三个传感器输出的方波信号，就可以准确检测到转子的实际空间位置。

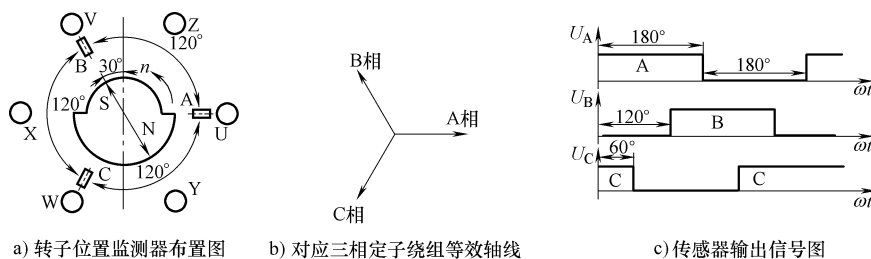


图 4-8 转子位置确定原理图

(五) 逆变器工作原理

逆变器一般采用 120° 通电型三相全控桥式电路。在正常运行时，不同桥臂的共阳极和共阴极各一个晶闸管导通，即每一时刻，只有两相定子绕组通过电流，该两相电流将产生一个定子合成磁势。在一个周期内，不同晶闸管导通时，产生的所有定子合成磁势矢量图如图 4-9 所示。

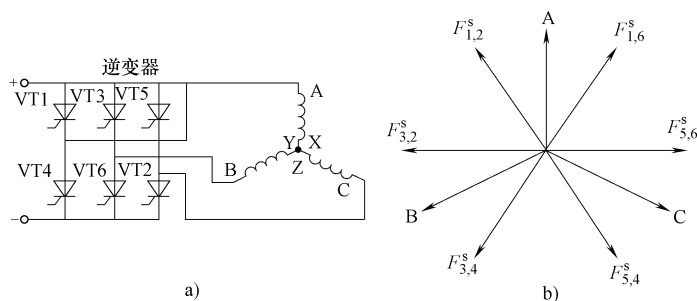


图 4-9 同步电机定子合成磁势图

a) 同步电机接线图 b) 定子合成磁势

根据电动机电磁转矩公式：

$$T_e = C_m F_s F_r \sin \theta \quad (4-4)$$

式中 C_m ——常数，与电机实际结构有关；

F_s ——定子合成磁势幅值；

F_r ——转子磁势幅值；

θ ——定、转子磁势夹角， F_s 超前 F_r 时为正值。

当定子合成磁势超前转子磁势，且它们之间夹角小于 180° ，就可以产生驱动电磁转矩，如果该电磁转矩大于转子的机械力矩，则可以拖动同步电机向定子合成磁势的方向旋转。在实际应用中，当转子磁势随转子的旋转而逐步靠近定子合成磁势时，控制逆变器进行正确换相，使定子合成磁势朝转子旋转的方向跃进一定角度，就可以继续维持定子、转子的磁势有

一定的夹角，从而不断产生驱动电磁转矩，拖动同步电机旋转。

逆变器根据安装在发电机转轴上的位置传感器提供的位置信号依次实现换相。逆变器的换相方式分为脉冲换相和负载换相，其中脉冲方式运行时换相超前角 $\gamma \approx 0^\circ$ ，负载换相方式运行时 $\gamma \approx \gamma_0$ ，这里 γ_0 足以使逆变时的电流换相。

在起动的初期转速小于300r/min时，发电机没有足够的电压输出实现逆变器的换相时，逆变器的换相是通过脉冲方式运行来实现换相的。每隔 60° 通过关断整流器的输出使流过逆变器的电流为零，将逆变器全部晶闸管截止，然后给换相后应导通晶闸管发触发信号使其导通，实现同步电机换相。如图4-10所示，当运行到f点时，立即控制A相、C相换相，即换相超前角 $\gamma_0 = 0^\circ$

当同步电机转速大于300r/min时，由于脉冲换相方式引起的断续电流对同步电机的电磁转矩影响很大，这时候采用负载换相方式运行。利用同步电机的感应电势，关断需截止的逆变器晶闸管，完成共极晶闸管自然换相。如图4-10所示，当运行到d点时，提前 60° 发出A相晶闸管导通触发信号，即 $\gamma_0 = 60^\circ$ 。

脉冲换相时工作原理（ $\gamma_0 = 0^\circ$ ）如表4-1所示。

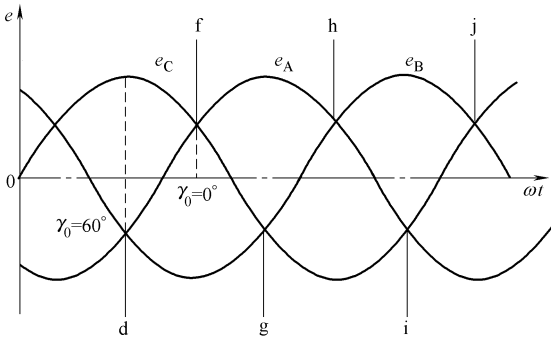


图 4-10 同步电机感应电势图

表 4-1 脉冲换相时工作原理（参照图 4-8 及图 4-10）

	对于图中 d 点	对于图中 f 点	对于图中 g 点	对于图中 h 点	对于图中 i 点	对于图中 j 点
换相前电 流流向	C→A	C→B	A→B	A→C	B→C	B→A
换相前定、转子合成磁势						
换相需导 通晶闸管	VT5、VT6	VT1、VT6	VT1、VT2	VT3、VT2	VT3、VT4	VT5、VT4
换相后 电流流向	C→B	A→B	A→C	B→C	B→A	C→A
换相后定、转子合成磁势						
转子位置 传感器输 出①	A = 0 B = 0 C = 1	A = 1 B = 0 C = 1	A = 1 B = 0 C = 0	A = 1 B = 1 C = 0	A = 0 B = 1 C = 0	A = 0 B = 1 C = 1

(续)

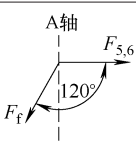
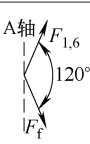
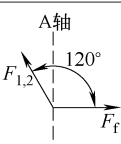
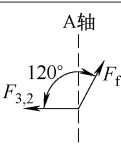
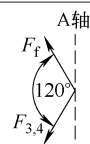
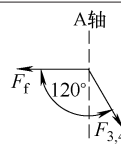
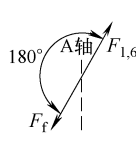
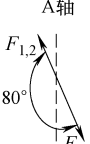
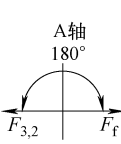
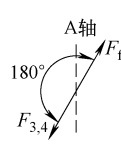
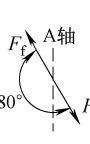
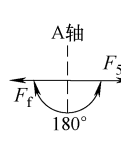
	对于图中 d 点	对于图中 f 点	对于图中 g 点	对于图中 h 点	对于图中 i 点	对于图中 j 点
晶闸管 触发逻辑	VT1	当 A 位置传感器输出为 1, B 位置传感器输出为 0 时, 发 VT1 晶闸管导通触发信号, 即 $\overline{A}B = 1$				
	VT2	同上, 当 $\overline{A}\overline{C} = 1$ 时, 发 VT2 晶闸管导通触发信号				
	VT3	同上, 当 $\overline{B}\overline{C} = 1$ 时, 发 VT3 晶闸管导通触发信号				
	VT4	同上, 当 $\overline{A}B = 1$ 时, 发 VT4 晶闸管导通触发信号				
	VT5	同上, 当 $\overline{A}\overline{C} = 1$ 时, 发 VT5 晶闸管导通触发信号				
	VT6	同上, 当 $\overline{B}\overline{C} = 1$ 时, 发 VT6 晶闸管导通触发信号				

① 当位置传感器输出方波电压信号时, 置其输出为 1; 反之, 为 0。

由上表可以看出, 采用脉冲换相方式 ($\gamma_0 = 0^\circ$) 运行时, 每当转子旋转 60° , 根据转子的空间位置, 晶闸管会换相一次, 不断维持定子、转子磁势的夹角在 $60^\circ \sim 120^\circ$ 范围内变化, 提供脉动的电磁转矩。

负载换相时工作原理 ($\gamma_0 = 60^\circ$) 如表 4-2 所示。

表 4-2 负载换相时工作原理 (参照图 4-8 及图 4-10)

	对于图中 d 点	对于图中 f 点	对于图中 g 点	对于图中 h 点	对于图中 i 点	对于图中 j 点
换相前电 流流向	C→B	A→B	A→C	B→C	B→A	C→A
换相前 定子 合成磁势						
换相需导 通晶闸管	VT1、VT6	VT1、VT2	VT3、VT2	VT3、VT4	VT5、VT4	VT5、VT6
换相后 定子电 流流向	A→B	A→C	B→C	B→A	C→A	C→B
换相后定、 转子合成磁势						
位置传 感器输 出的数值	A = 0 B = 0 C = 1	A = 1 B = 0 C = 1	A = 1 B = 0 C = 0	A = 1 B = 1 C = 0	A = 0 B = 1 C = 0	A = 0 B = 1 C = 1
晶闸管触 发逻辑	VT1	当 B 位置传感器输出为 0, C 位置传感器输出为 1 时, 发 VT1 晶闸管导通触发信号, 即 $\overline{B}C = 1$				
	VT2	同上, 当 $\overline{A}B = 1$ 时, 发 VT2 晶闸管导通触发				
	VT3	同上, 当 $\overline{A}\overline{C} = 1$ 时, 发 VT3 晶闸管导通触发				
	VT4	同上, 当 $\overline{B}\overline{C} = 1$ 时, 发 VT4 晶闸管导通触发				
	VT5	同上, 当 $\overline{A}B = 1$ 时, 发 VT5 晶闸管导通触发				
	VT6	同上, 当 $\overline{A}\overline{C} = 1$ 时, 发 VT6 晶闸管导通触发				

由表 4-2 可以看出，采用负载换相方式运行（ $\gamma_0 = 60^\circ$ ）时，每当转子旋转 60° ，根据转子的空间位置，晶闸管会换相一次，不断维持定子、转子磁势的夹角在 $120^\circ \sim 180^\circ$ 范围内变化，提供脉动的电磁转矩。

SFC 在机组转速达到 300r/min 后，由脉冲换相方式转由负载换向方式运行，换相超前角 γ_0 由 0° 跃变为 35° ，从 300r/min 开始，随着负载电流增大，晶闸管的换相重叠角也会逐渐增大，为了使换相可靠，SFC 控制柜会将换相超前角 γ_0 由 35° 逐渐增加到 55° 。以 $\gamma_0 = 50^\circ$ 为例，当转子运行到图 4-10 的 d 点时，由上面分析可知此时需触发 VT1 晶闸管导通，SFC 控制柜根据当时的转速及转速加速度计算出转子继续旋转 10° 需要的时间 t ，然后经时间延时 t 后，才向 VT1 晶闸管发触发信号。即 $\gamma_0 = 50^\circ$ 比 $\gamma_0 = 60^\circ$ 晚时间 t 向相应的晶闸管发触发信号。由于换相超前角 γ_0 越小，提供的电磁转矩越大，因此，我厂的 SFC 采用这种负载换相方式，既保证了可靠性，又提高了工作效率。

六、SFC 运行时需要投入的保护

由于机组每次起动时都需要在低频低压工况下运行约 23min ，因此，除了常规的发电机保护之外，有必要针对此特殊运行工况，装设一些发电机保护和对可能引起误动的保护进行闭锁，使发电机可以可靠、安全运行。

SFC 投入运行期间需装设的保护如下。

1. 低频过电流保护

SFC 投入运行期间虽然发电机的机端电压只有 3.4kV ，仅为发电机额定电压的 17% ，但是其运行频率较低，对应的交流电抗较小，此时，发电机发生相间短路的故障电流，可能会严重烧毁发电机，因此，在 SFC 投入运行期间有必要装设低频过电流保护。该保护经 SFC 断路器辅助触点控制，在 SFC 投入运行时，保护投入，SFC 退出运行后保护自动退出。

2. 起停机保护

虽然 SFC 投入运行期间，机端电压及频率较低，但仍可能出现较大的发电机定子单相接地故障电流。起停机保护作为发电机升速尚未并网前的定子接地短路故障的保护。保护采用基波零序电压原理，其零序电压取自发电机机端 PT。该保护经发电机出口断路器辅助触点控制，在发电机并网前，保护投入，并网后保护自动退出。

在 SFC 直流侧发生接地时，由于 SFC 投入运行时，会先拉开发电机中性点接地隔离开关，不会产生很大的故障电流，而导致发电机中性点接地变压器损坏，因此无需安装 SFC 直流侧接地保护。

3. 发电机保护投退情况（见表 4-3）

表 4-3 发电机保护投退情况

保护名称	SFC 投入运行时	SFC 退出运行但发电机没有并网期间	发电机并网后
100% 定子接地保护	×	√	√
逆功率保护	×	√	√
失磁保护	×	√	√
失步保护	×	√	√
频率保护	×	√	√
起停机保护	√	√	×
低频过电流保护	√	×	×
GCB 失灵起动	×	×	√

注：√表示保护投入，×表示保护退出。

第二节 SFC 系统运行方式

一、SFC 起动过程

SFC 起动分为正常起动和高盘起动两种方式，SFC 正常起动过程分为 5 个阶段（如图 4-11 所示）。此外，高盘起动即可认为完成正常起动的前两个阶段。

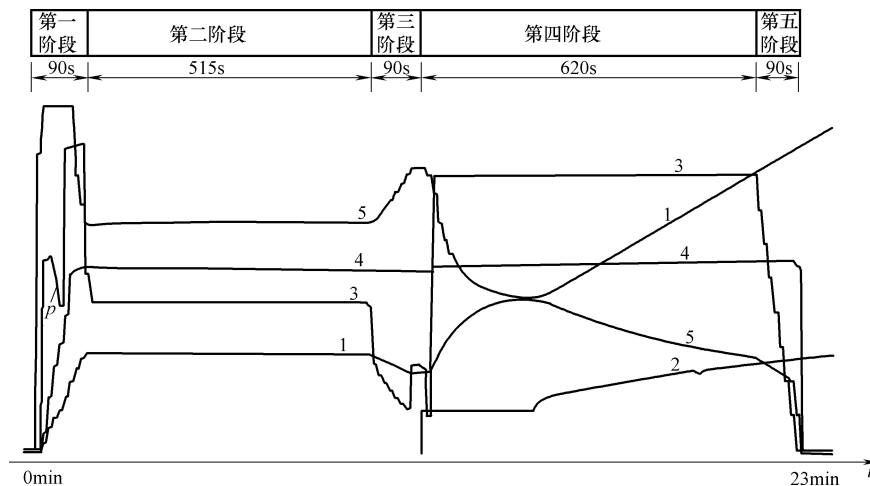


图 4-11 机组起动过程中参数曲线图

曲线 1 为机组转速 (r/min)；曲线 2 为燃气轮机燃料量 (CSO)；曲线 3 为 SFC 输出电流 (A)；曲线 4 为 SFC 输出电压 (V)；曲线 5 为发电机励磁电流 (A)。

第一阶段，SFC 将转子快速拖动到约 710r/min 转速位置，满足燃机点火前的吹扫工作。该阶段维持励磁电流不变，通过减小整流桥触发控制角使定子电流增大，从而增大电磁力矩，达到快速提高转速的目的。在图中 p 点之后，SFC 将由脉冲换相模式转为负载换相模式运行。

第二阶段，通过维持机端电压及定子电流不变，使转子转速维持约 710r/min 不变，对燃机进行点火前吹扫。若选择 SFC 高盘起动（机组振动检查、水洗、吹扫），则 SFC 的起动过程仅完成前两个阶段即可，SFC 带动发电机维持 710r/min 不变。

第三阶段，增大整流桥触发控制角使定子电流减小，并维持机端电压不变，使转子转速下降到约 598r/min 左右，满足燃机点火转速要求，燃机准备点火。

第四阶段，燃机开始点火。通过减小整流桥触发控制角使定子电流迅速增大，并维持不变，而且机端电压也维持在 3.4kV 不变，使 SFC 输出功率不变（随着转速上升，电磁力矩减小），然后通过逐步增加燃机的燃料量，保持转子有恒定的加速力矩，使转速均匀加速到约 2000r/min。

第五阶段，维持机端电压不变，并逐步增大整流桥触发控制角，使定子电流逐步减小到零，从而使 SFC 输出功率逐步减小。同时，燃机继续增加燃料量，使转速继续均匀上升，当转速上升到约 2180r/min 后，SFC 输出功率减小到零，SFC 退出运行，由燃机的燃烧动力

独自维持转子旋转。

二、SFC 控制方式

SFC 在运行过程中，按逆变器的换相方式分，可分为“脉冲换相”和“负载换相”；按 SFC 的控制模式分，可分为“电流控制方式”和“转速控制方式”；按励磁系统控制方式分，可分为“恒电流模式”和“恒电压模式”。

（一）逆变器的换相方式

脉冲换相：在起动或低转速初期（低于 225r/min），发电机不能提供足够的反电势实现逆变器晶闸管的截止和换相，必须通过在每隔 60°控制整流器停止使通过逆变器晶闸管电流为零来完成逆变晶闸管的截止和换相，因此这种方式称为脉冲换相方式。

负载换相：当发电机转速较高（高于 225r/min），发电机已经能够提供足够的反电势使该换相的逆变器截止并完成自然换相。因此逆变器此时的换相方式称为负载换相方式。

SFC 在起动和低转速时为脉冲换相方式，当转速大于 225r/min 时，自动进入负载换相方式。

（二）SFC 控制方式

SFC 系统在运行过程中，是由 SFC 控制柜按照预定的程序进行顺序控制的，由于在不同的阶段所控制的参数不同，所以可分为“电流控制方式”和“转速控制方式”。

电流控制方式：在发电机升速或降速的过程中，采用电流控制方式。SFC 保证供给发电机的电枢电流为恒定值，而使发电机的转速不断升高或降低。

转速控制方式：当需要维持发电机转速为恒定值时（维持 800r/min 吹扫或维持 600r/min 点火时），SFC 采用转速控制方式。此时 SFC 通过调节供给发电机的电枢电流，来保证发电机转速为恒定值。

（三）励磁系统控制方式

SFC 在运行过程中，发电机励磁电源是通过起动励磁变（6kV/150V）提供的。在发电机转速较低，机端电压尚未达到 3.4kV 时，SFC 控制柜发信号给励磁系统，由励磁系统 AVR 维持“恒励磁电流模式”；当发电机转速已较高，机端电压到达 3.4kV 时，命令励磁系统 AVR 维持机端电压为恒定值，进入“恒电压模式”。SFC 采用速度检测器来实现 AVR 的控制方式的改变。

恒电流模式：当转速低于 120r/min 时，AVR 维持励磁电流为恒定值，此时发电机机端电压小于 3.4kV。

恒电压模式：当转速高于 120r/min 时，AVR 通过调节励磁电流维持机端电压为恒定值 3.4kV。

第三节 SFC 系统运行监视

一、SFC 系统起动

（一）SFC 系统起动前检查

1. 检查确认 SFC 控制柜、SFC 逻辑控制柜、谐波滤波器柜、整流器柜、逆变器柜、直

流电抗器柜、SFC 切换开关（DS-11/DS-12/DS-13 或 DS-21/DS-22/DS-23）柜、SFC 起动隔离开关的所有控制、动力、加热器电源均已合上，所有仪表、信号电源均正常，指示灯正确亮起。（DS-11、DS-12、DS-13 为#1SFC 分别起动#1、#2、#3 发电机的切换开关；DS-21、DS-22、DS-23，为#2SFC 分别起动#1、#2、#3 发电机的切换开关）

2. 检查确认 SFC 系统所有设备均满足送电条件，SFC 隔离变高压侧开关、SFC 切换开关、SFC 起动隔离开关、起动励磁变高压侧开关、起动励磁变低压侧开关、励磁变低压侧开关、发电机中性点接地隔离开关、励磁开关均在热备用状态；

3. 本台机组所有附属系统均已满足 SFC 相应的起动要求（SFC 正常起动与高盘起动对附属系统的要求有所不同）。

（二）SFC 系统起动选择

SFC 及励磁系统图见图 4-12。

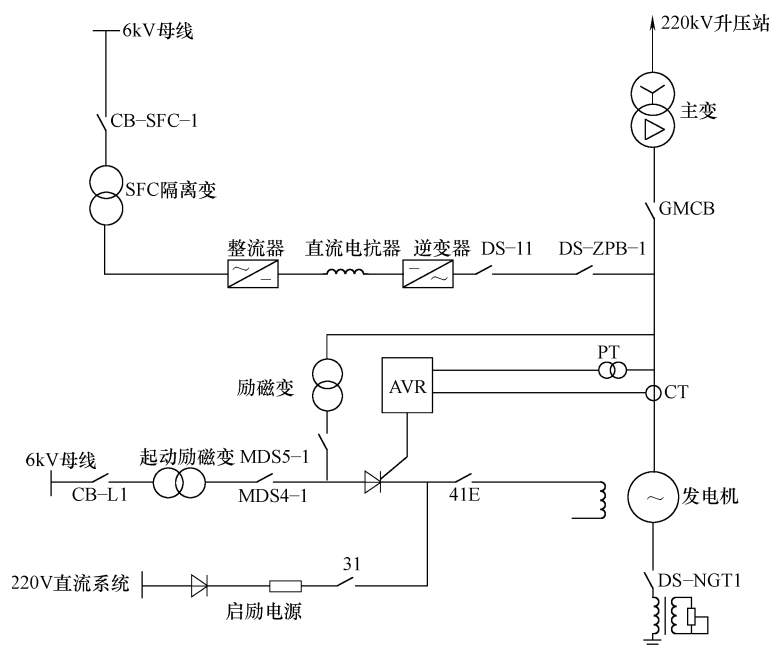


图 4-12 SFC 及励磁系统图

CB-SFC-1—SFC 隔离变高压侧开关 CB-L1—起动励磁变 6kV 进线开关 DS-11—#1SFC 起动#1 发电机的切换开关
DS-ZPB-1—SFC 起动隔离开关 GMCB—发电机出口断路器 MDS5-1—励磁变低压侧开关
MDS4-1—起动励磁变低压侧开关 DS-NGT1—发电机中性点接地隔离开关
41E—灭磁开关 31—启励电源切换开关

参照图 4-12 所示，当点击选择某套 SFC（#1SFC/#2SFC），起动任意一台机组后，SFC 系统以及励磁系统的开关、隔离开关动作顺序为：发电机中性点接地隔离开关 DS-NGT1 将断开；励磁变低压侧开关 MDS5-1 将断开；SFC 和相应发电机之间的切换开关将合上；起动励磁变低压侧开关 MDS4-1 将合上；SFC 起动隔离开关 DS-ZPB-1 将合上；起动励磁变 6kV 进线开关 CB-L1 将合上；SFC 隔离变高压侧开关 CB-SFC-1 将合上。

此时 DCS 上相应的“SFC READY”指示灯变红。

1) 在 SFC 选择成功时，逆变器没有输出，发电机机端仍然无电压。

2) 当机组起动指令发出后,灭磁开关 41E 合上,逆变器开始工作,发电机作为同步电动机运行。

3) 机组起动指令分为机组正常起动和高盘起动。机组正常起动时,SFC 带动发电机升速至 2180r/min 左右自动退出运行;高盘起动时,SFC 带动发电机升速至 712r/min 左右维持该转速运行,直至由机组发出停运指令为止。

二、SFC 系统运行监视

(一) SFC 控制盘运行监视

SFC 控制盘上共有四盏 LED 指示灯和两个操作按钮,分别是状态指示灯“OPERATE”、“STOP”和故障报警指示“MAJOR FAILURE”、“MINOR FAILURE”,以及手动紧急跳闸按钮“MANUAL TRIP”、故障复位按钮“RESET”,其中:SFC 控制盘上的 LED 指示灯正确的显示了 SFC 的工作状态;“MAJOR FAILURE”报警,是指 SFC 的主要故障;“MINOR FAILURE”报警,是指 SFC 的次要故障。SFC 发生紧急情况且保护装置拒动时,可按下“MANUAL TRIP”按钮紧急停运 SFC 系统。消除故障报警后,SFC 系统再次起动前需要按下故障复位按钮“RESET”。

SFC 系统正常运行中,SFC 控制盘的检查项目:

- 1) 检查 SFC 隔离变压器保护装置有无异常报警;
- 2) 检查 SFC 控制盘声音有无异常,如有无较大噪声、振动或放电声等;
- 3) 检查 SFC 控制盘有无焦糊味等异味;
- 4) 确认 SFC 控制盘进风滤网和出风口无异物堵塞。

(二) 整流/逆变柜运行监视

整流/逆变柜上的 LED 指示灯(“OPERATE”、“STOP”)正确的显示了其工作状态。SFC 系统正常运行中,整流/逆变柜的检查项目:

- 1) 检查整流/逆变柜声音有无异常,如有无较大噪声、振动或放电声等;
- 2) 检查整流/逆变柜有无焦糊味等异味;
- 3) 确认整流/逆变柜风扇运行正常,进风滤网和出风口无异物堵塞。

(三) 直流电抗器柜运行监视

SFC 系统正常运行中,直流电抗器柜的检查项目:

- 1) 监视直流电抗器室温度计指示在正常值;
- 2) 确认冷却风扇运行正常,空气进口及冷却风机出口畅通无堵塞;
- 3) 检查直流电抗器室声音有无异常,如有无较大噪声、振动或放电声等;
- 4) 检查直流电抗器室有无焦糊味等异味。

由于直流电抗器运行时会产生较强的磁场,监视时应非常注意。

(四) SFC 变压器运行监视

SFC 系统正常运行中,SFC 变压器的检查项目:

- 1) 检查变压器油温、油位及绕组温度为正常值;
- 2) 检查变压器压力释放装置未动作;
- 3) 观察变压器外观、一次及二次连接均正常;
- 4) 检查变压器运行时的声音,无明显噪声和振动;

5) 检查 SFC 控制柜面板上的变压器保护装置有无异常报警。

(五) 谐波滤波器柜运行监视

SFC 系统正常运行中, 谐波滤波器的检查项目:

- 1) 监视谐波滤波器柜控制面板上 5 次、7 次谐波装置的运行状态指示灯 (on/off) 与实际状态相符;
- 2) 监视谐波滤波器柜就地报警光字牌有无异常报警;
- 3) 检查谐波滤波器柜有无焦糊味等异味;
- 4) 检查谐波滤波器柜内声音有无异常, 如有无较大噪声、振动或放电声等;
- 5) 确认风机运行正常, 进风滤网和出风口无异物堵塞。

三、SFC 系统停运

(一) 机组正常起动时的停运

1. 机组转速升至 2000r/min 时, SFC 开始逐渐减少输出电流, 当机组转速升至 2180r/min 左右时, SFC 自动退出运行。
2. 参照图 4-12 所示, SFC 退出运行时, SFC 系统及励磁系统开关、隔离开关的动作顺序为: 灭磁开关 41E 自动断开; SFC 隔离变高压侧开关 CB-SFC-1 将断开; 起动励磁变 6kV 进线开关 CB-L1 将断开; 起动励磁变低压侧开关 MDS4-1 将断开; SFC 起动隔离开关 DS-ZPB-1 将断开; 发电机中性点接地隔离开关 DS-NGT1 将合上; SFC 和发电机之间的切换开关将断开; 励磁变低压侧开关 MDS5-1 将合上。

(二) 机组高盘起动时的停运

1. 高盘运行维持机组转速 712r/min, 当运行人员发出机组停运指令时, SFC 系统退出运行。
2. SFC 退出运行时开关、隔离开关动作顺序和机组正常起动时 SFC 退出运行的顺序一样。

第四节 SFC 系统事故处理

一、SFC 故障处理原则

SFC 系统各个部件的监视参数和保护动作报警均汇总在 SFC 逻辑控制盘上。SFC 的故障分为主要故障 “MAJOR FAILURE” 和次要故障 “MINOR FAILURE” 两种。两种故障的分类方法及内容见表 4-4、表 4-5。

(一) 主要故障 “MAJOR FAILURE”

发生主要故障时 SFC 系统会断电自动停机, 若发现 SFC 已报 “MAJOR FAILURE” 故障但 SFC 仍在运行, 则可考虑选择如下方法紧急停运 SFC 系统:

- 1) 立即在 DCS 上操作停运 SFC (在机组在高盘或正常起动过程中)。
- 2) 立即在对应 SFC 控制柜就地按下手动跳闸 “MANUAL TRIP” 按钮。

确认 SFC 系统已经停运, 检查相应 SFC 系统的各开关、隔离开关均已断开, 并在 SFC 控制柜的 GOT 界面上查明故障原因, 通知检修人员处理。

(二) 次要故障 “MINOR FAILURE”

发生次要故障时 SFC 系统可继续运行，但应在 GOT 界面上查明故障内容，并密切关注 SFC 设备运行情况，待 SFC 停机后通知检修人员作相应处理。

(三) 紧急情况

若出现火灾和危机人身、设备及系统安全的紧急情况时，应立即紧急停运 SFC 系统。下面列出 SFC 运行过程中的所有主要故障和次要故障。

主要故障：

主要故障见表 4-4，将发 “MAJOR FAILURE” 声光报警，并使 SFC 自动跳闸。

表 4-4 SFC 主要故障 “MAJOR FAILURE” 清单

项目	故障显示灯名称	项目	故障显示灯名称
1	变压器温度高	23	DC5V 电压低
2	变压器油位低	24	触发脉冲 DC24V 电压低
3	变压器瓦斯报警	25	高压触发脉冲电源电压低
4	变压器差动	26	线路电压低/ MCCB 跳闸
5	整流器晶闸管触发脉冲丢失	27	DC 电源过载
6	整流器触发脉冲放大器故障	28	由于冷却风机和位置传感器回路引起 MCCB 跳闸
7	整流器断相	29	位置传感器回路过电流
8	整流器过电流	30	电源电压低
9	整流器浪涌吸收器故障	31	电流偏差——整流器/逆变器
10	整流器冷却空气温度高	32	加速时间延长
11	整流器冷却风机故障	33	超速
12	DC 电抗器温度高	34	手动跳闸
13	DC 电抗器冷却风机故障	35	控制器冷却风机主要故障
14	逆变器晶闸管触发脉冲丢失	36	MELSEC 故障(编程软件)
15	逆变器触发脉冲放大器故障	37	DC24V 电压低
16	逆变器断相	38	控制回路故障
17	逆变器过电流	39	紧急停机 (外部)
18	逆变器浪涌吸收器故障	40	谐波滤波器熔断器熔断
19	逆变器冷却空气温度高	41	谐波滤波器电容器故障
20	逆变器冷却风机故障	42	谐波滤波器过热
21	DC 电源电压低	43	谐波滤波器过电流
22	DC15V 电压低	44	谐波滤波器风机故障

表 4-5 SFC 次要故障 “MINOR FAILURE” 清单

项目	故障显示灯名称	项目	故障显示灯名称
1	整流器冷却风机次要故障	4	控制器冷却风机次要故障
2	DC 电抗器冷却风机次要故障	5	谐波滤波器/变压器风机次要故障
3	逆变器冷却风机次要故障	6	辅助回路 MCCB 跳闸

次要故障将发“MINOR FAILURE”声光报警，SFC 可以继续运行。

二、SFC 常见故障处理

(一) 整流器过电流保护动作

现象：

- 1) DCS 上报“整流器过电流保护动作”、“发变组保护动作”等报警；
- 2) SFC 控制柜上有“MAJOR FAILURE”、“整流器过电流保护”动作报警；
- 3) 机组跳闸，SFC 系统开关、隔离开关复位。

原因：

- 1) 整流器脉冲信号不正常；
- 2) 整流器输入电压波形异常。

处理：

- 1) 检查整流器柜中的板卡 GPER，必要时更换板卡；
- 2) 检查整流器输入回路；
- 3) 在试验模式下检测整流器脉冲信号波形是否正常，若波形不正常，需要检查整流器柜中的板卡“GLER”和“GADR”，必要时更换板卡；
- 4) 在确认故障元件并检修正常后，需要复位“主要故障”报警。

(二) 逆变器过电流保护动作

现象：

- 1) DCS 上报“逆变器过电流保护动作”、“发变组保护动作”等报警；
- 2) SFC 控制柜上有“MAJOR FAILURE”、“逆变器过电流保护”动作报警；
- 3) 机组跳闸，SFC 系统开关、隔离开关复位。

原因：

- 1) 发电机转子位置传感器故障；
- 2) 逆变器输出电压波形异常；
- 3) 逆变器触发信号波形异常。

处理：

- 1) 检查发电机转子位置传感器，检修故障元件；
- 2) 检查逆变器输出回路，检修故障元件；
- 3) 检查逆变器柜中的板卡“GLER”和“GADR”，必要时更换板卡；
- 4) 在确认故障元件并检修正常后，需要复位“主要故障”报警。

(三) 电流差动保护动作

现象：

- 1) DCS 上报“电流差动保护动作”、“发变组保护动作”等报警；
- 2) SFC 控制柜上有“MAJOR FAILURE”、“电流差动保护”动作报警；
- 3) 机组跳闸，SFC 系统开关、隔离开关复位。

原因：

- 1) 发电机转子位置传感器故障；
- 2) 整流器脉冲信号不正常；

- 3) 整流器晶闸管故障;
- 4) 整流器输入回路故障。

处理:

- 1) 检查发电机转子位置传感器, 检修故障元件;
- 2) 检查整流器柜中的板卡 GPER, 必要时更换板卡;
- 3) 检查整流器晶闸管阻值是否正常, 必要时更换晶闸管;
- 4) 检查整流器输入回路;
- 5) 在确认故障元件并检修正常后, 需要复位“主要故障”报警。

(四) 整流器(逆变器)冷却风机工作异常

现象:

- 1) DCS 上可能报“整流器(逆变器)冷却风机次要故障”报警;
- 2) 若 DCS 上报“整流器(逆变器)冷却风机故障”报警, 则 SFC 跳闸;
- 3) SFC 控制柜上可能有“MAJOR FAILURE”、“整流器(逆变器)冷却风机次要故障”

动作报警;

- 4) 若机组跳闸, SFC 系统开关、隔离开关复位。

原因:

- 1) 冷却风机回路的热继电器动作;
- 2) 工作电源失电。

处理:

1) 整流器或逆变器冷却风机异常是次要故障, SFC 系统可继续运行, 密切关注 SFC 设备的运行情况, 若在 SFC 运行过程中报“逆变器(整流器)冷却空气温度高”报警, 则 SFC 跳闸;

- 2) 检查冷却风机回路热继电器是否跳闸, 检查回路元件;
- 3) 检查相应工作电源开关是否跳闸。

注: 冷却风机次要故障是指一台风机故障, 冷却风机故障指两台风机故障。

第五节 运行经验分享

一、多次选择、复归#1 SFC 时发生故障

事件经过:

起动#1 机组, 在进行#1SFC 选择#1 燃机操作后收到“SFC READY TO START”信号, 所有开关与隔离开关动作正确。由于#1 机组给水系统突然发生异常, 起机条件不满足, 于是运行人员在 DCS 控制系统上马上手动复归#1SFC, 所有#1SFC 系统的开关与隔离开关全部复归为选择前的状态。待给水系统故障解除后, 第 2 次用#1SFC 选择#1 燃机, 发选择令后#1SFC 出现逆变器低电压跳闸故障, #1SFC 跳闸。

经检查发现, 发电机中性点接地隔离开关与 SFC 切换开关的合分位指示灯均不亮, 隔离开关实际位置在中间状态, SFC 起动隔离开关在合位未分闸, 隔离开关状态完全不对应。通过 DCS 和就地手动复归#1SFC, 发电机中性点接地隔离开关与 SFC 起动隔离开关均不能复

如果当 SFC 选择完成后，需要复归 SFC 的选择，发出“SFC1 STARTING CIRCUIT RESET PB”复归命令到逻辑切换柜，逻辑切换柜的“SFC1 START COMPLETED FOR GT1”去进行 SFC 相应开关与隔离开关的复归操作，同时把由第一步操作产生的“SFC1 FOR GT1”命令复归，如图 4-16 所示。

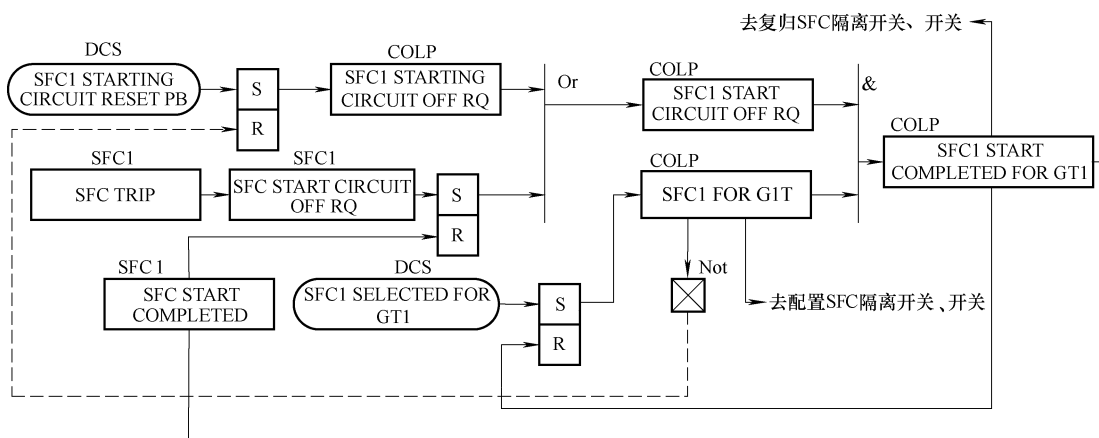


图 4-16 SFC1-GT1 操作逻辑图

由于 SFC 的复归操作仅仅只是在复归开关、隔离开关的状态，SFC 系统部分设备仍然未停止运行，因此，要停下 SFC 系统所有设备必须在控制柜（SFC1）上按下紧急跳闸按钮“MANUAL TRIP”，这时就会在#1SFC 控制柜（SFC1）产生了一个“SFC START CIRCUIT OFF RQ”命令至切换逻辑柜（COLP）且一直保持该状态。

由于切换逻辑柜（COLP）的“SFC1 START CIRCUIT OFF RQ”命令的出现且一直保持，所以在任何时候重复 SFC 的选择操作（在 DCS 操作“SFC1 SELECTED FOR GT1”）后，都会在切换逻辑柜（COLP）产生一个“SFC1 START COMPLETED FOR GT1”的命令，去复归 COLP 的“SFC1 FOR GT1”，同时，也发给控制柜（SFC1）一个“SFC START COMPLETED”命令，使 COLP 一直保持的“SFC1 START CIRCUIT OFF RQ”命令复归。这就是 SFC 选择 GT 时 DCS 出现“SFC CIRCUIT FOR GT1 TIME OVER”超时报警，并且 SFC 开关与隔离开关配置不成功的原因，由于第一次的操作使“SFC1 START CIRCUIT OFF RQ”命令复归，再次由 SFC 选择燃机，SFC 开关与隔离开关就可配置成功。

结论：

1) 由以上分析可知 SFC 选择超时的原因，均是由于按下紧急跳闸按钮“MANUAL TRIP”产生了一个“SFC START CIRCUIT OFF RQ”命令所致，为了解决此设计缺陷，可增加控制柜“RESET”按钮的一对接点去取消此情况下不该发出的“SFC START CIRCUIT OFF RQ”命令，如图 4-17 所示，通过这样的改进 SFC 选择超时的问題得到解决。

2) 由于 SFC 是比较新型的设备，且其控制逻辑相对比较复杂，建议新上 SFC 系统的电厂应重点检查其逻辑设置是否合理，发现问题及时解决，可以避免不必要的损失。

三、转子位置传感器引起 SFC 故障

事件经过：

高,同时考虑到位置传感器的价格较高,因此建议采用间接测量转子位置的办法,例如通过发电机定子绕组的感应电动势、电机角速度、感应磁通分量之间的关系,间接计算获得转子的实际位置。

四、励磁变低压侧开关拒动导致 SFC 选择不成功

事件经过:

SFC 发出选择指令后部分开关、隔离开关没有正确切换,现场检查发现励磁变低压侧开关 MDS-4 没有合上。

原因分析:

检查机组起动励磁变低压侧开关 MDS-4,发现开关的储能指示牌断裂造成合闸连杆机构卡涩,开关合闸不成功。

结论:

1) 燃气-蒸汽联合循环机组的频繁起停,开关的分合闸操作次数增多,建议使用更加可靠的开关位置指示器;

2) 由于 MDS-4 的合分位信号没有送到 DCS,应增加开关的合分位信号到 DCS,以便运行人员了解开关状态以及进行故障判别。

第五章 励磁系统

第一节 励磁系统概述

一、励磁的主要作用

励磁系统是发电机的重要组成部分，它对电力系统及发电机本身的安全稳定运行有很大的影响。励磁系统的主要作用有：

- 1) 机端电压调节：在发电机空载状态下，空载电势就等于发电机端电压，改变励磁电流也就可以改变发电机端电压。
- 2) 无功功率调节：发电机迟相运行时输出无功功率；发电机进相运行时吸收无功功率。
- 3) 提高电力系统的稳定性：包括静态稳定性、暂态稳定性及动态稳定性。
- 4) 灭磁功能：发电机发生事故或正常停机时，能对发电机进行自动灭磁，保证发电机的安全。

与常规燃煤机组励磁系统不同，燃气-蒸汽联合循环机组的励磁系统除了在机组正常运行时负责电压、无功功率调节之外，在机组起动过程中，还需配合 SFC，承担燃机点火和机组冲转的重任。

二、励磁方式的分类

同步发电机的励磁系统主要有两大类，一类是直流励磁机励磁系统；另一类是半导体励磁系统。

- 1) 直流励磁机励磁系统是采用直流发电机作为励磁电源，供给发电机转子回路的励磁电流。目前，在 100MW 及以上发电机上很少采用。
- 2) 半导体励磁系统是把交流电经过硅元件或晶闸管整流后，作为供给同步发电机励磁电流的直流电源。半导体励磁系统分为静止式和旋转式两种。

三、励磁系统的组成

励磁系统包括励磁电源和励磁装置，其中励磁电源的主体是励磁变压器；励磁装置则根据不同的规格、型号和使用要求，分别由调节屏、控制屏、灭磁屏和整流屏几部分组成而成。

M701F3 型燃气-蒸汽联合循环发电机组采用自并励静止励磁方式。励磁系统采用 UNITROL 5000 是 UNITROL 系列的第五代励磁调节器。静止励磁系统通过晶闸管整流桥控制励磁电流来调节同步发电机端电压和无功功率。

励磁电源通过励磁变压器从发电机机端取电；励磁装置由八台柜子组成，分别是发电机

励磁进线柜（+EA）、四个整流柜（+EG1 ~ +EG4）、直流母线出线柜（+EE）、灭磁开关柜（+ES）、AVR 励磁调节柜（+ER）。四个整流柜按 N-2 方式设计，即一个整流柜故障，不影响励磁装置正常运行，两个整流柜故障，装置仍能维持发电机端电压在额定值运行，但不能实现强励。

UNITROL 5000 励磁系统可分为五个主要部分（如图 5-1 所示）。

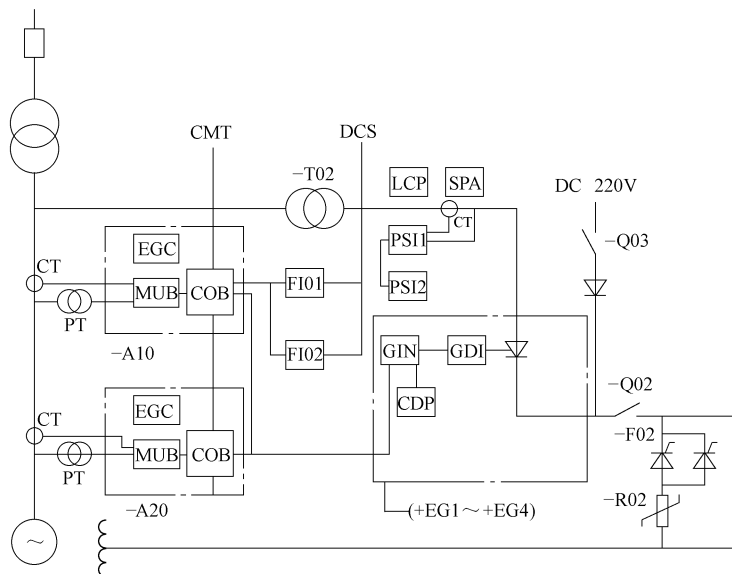


图 5-1 UNITROL 5000 励磁系统的组成

1. 励磁变压器 (- T02)

励磁变压器采用三相干式变压器，容量 4890kVA，联结组标号 Y/d11，满载二次线电压为 830V，一次电压 20kV。正常运行时，励磁系统由发电机机端电压经过励磁变压器供电，同步发电机的磁场电流经由励磁变压器（-T02）、晶闸管整流桥（+EG1 ~ +EG4）和磁场断路器（-Q02）供给。励磁变压器将发电机机端电压降低到晶闸管整流桥所需的输入电压，在电气上将发电机电压与发电机磁场绕组之间隔离，并为晶闸管整流器提供整流阻抗，限制交流侧和直流侧的短路电流。

2. 两套相互独立的励磁调节器 (- A10, - A20)

自动电压调节器采用冗余设计，每个调节器包含一个自动通道、一个手动通道和一个 EGC 紧急手动通道（见图 5-2）。

该单元功能采用标准板卡，主要板卡及功能简述如下：① 控制板（COB），采用微处理器，是该控制系统的核心。主要功能包含了所有励磁调节功能，导通脉冲计算和产生，过励、欠励限制等，COB 支持与就地控制单元（LCP）、手持编程器

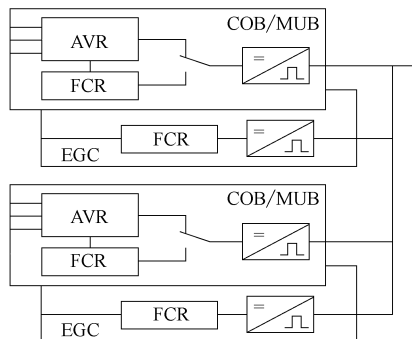


图 5-2 自动电压调节器冗余配置图

(SPA) 和调试软件 CMT 工具的通信；② 测量单元板 (MUB)，也采用了微处理器，辅以快速输入输出板 (FIO) 和电力信号板 (PSI) 来实现测量和控制信号的快速处理、电气隔离以及信号转换；③ 扩展的门极控制器 (EGC)，该板是备用通道，在自动和手动通道都有故障时实现励磁电流调节。此外，每个整流柜内配有功率柜接 13 板 (CIN)、控制极驱动接口板 (GDI) 和晶闸管显示器 (CDP)，用以实现每个功率柜脉冲的形成和触发回路。

3. 晶闸管整流器单元 (+EG1 ~ +EG4)

晶闸管整流装置整流方式为三相全控桥，具有逆变能力，整流柜数量四个，每柜可提供 2000A 电流。如一个柜故障退出，其余的柜可满足包括 1.1 倍额定励磁和强励在内的各种运行工况的要求；退出二个柜能保证发电机在额定工况下连续运行。每个晶闸管元件设快速熔断器保护，以便及时切除短路故障电流，每柜的交流侧设浪涌吸收措施抑制尖峰过电压。冷却方式采用强迫风冷，风机采取冗余设计，具有 100% 备用，在风压或风量不足时备用风机自动投入。冷却风机电源为两路并自动切换。

4. 起励单元 (-Q03)

应用了高频脉冲列触发技术，励磁系统在日常起停机过程中，已实现了无需外部辅助电源的残压起励，正常起励过程中，晶闸管整流器的输入端仅需要约 10 ~ 20V 的电压即可正常工作，220V 直流系统仅提供 40A 的直流电流作为辅助后备措施 (如图 5-3 所示)，与其他励磁装置相比，大大简化了起励回路，同时也提高了开机成功率。

5. 灭磁单元 (-Q02, -F02, -R02)

采用独特的 Crowbar 技术实现转子灭磁和过电压保护 (如图 5-4 所示)。正常停机时，采取逆变灭磁方式；事故停机状况下，采用灭磁开关和非线性电阻灭磁方式。当转子电压高于过电压定值时 (无论正向还是反向过电压)，就触发晶闸管导通，将非线性电阻接入转子，消耗转子回路上的能量；跨接器还可做灭磁时的耗能回路，当发电机灭磁时，励磁调节器发一个触发命令到跨接器，使发电机转子绕组接入灭磁电阻进行灭磁。

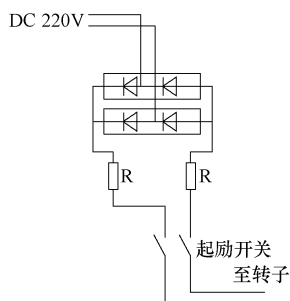


图 5-3 起励回路

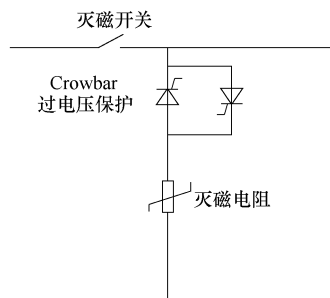


图 5-4 灭磁及过电压保护回路

四、励磁系统的软件功能

UNITROL 5000 系统软件功能非常丰富，包括逻辑控制功能、调节控制功能、限制保护功能、监视功能、故障报警与记录和追忆功能等。下面主要介绍调节控制和限制保护功能。

(一) 调节控制功能

1. 调节单元

励磁调节器为双通道配置，每个通道均包含有自动通道（AVR）、手动通道（FCR）和手动紧急通道（EGC）。调节器的切换顺序为：正常工作通道 AVR 运行，如果工作通道 AVR 故障，则自动切换到备用通道的 AVR，若备用通道的 AVR 再故障，此时可自动切换到 FCR，若 FCR 再故障，还可自动切换至 EGC。多重的后备调节手段使调节器具有极高的可靠性。

自动调节单元和手动调节单元有以下几点区别：

（1）自动调节具有电压和电流调节；手动调节只具有励磁电流调节功能（无发电机电压调节功能）。

（2）在自动方式下，欠励限制是根据 $P(Q)$ 曲线的五点拟合法；在手动方式下，则是采用 $P(I_e)$ 的五点拟合法。

（3）在自动方式下，调节单元配备了三组 PID 参数，分别适用于正常情况、过励状态和欠励状态下，自动根据实际运行的状态进行参数选择，以保证各种情况下励磁装置均能稳定运行；在手动方式下，PI 调节单元无微分环节，只有一组参数。

2. 叠加控制单元

叠加控制包含恒无功控制和恒功率因数两种方式。可以通过参数设定来直接确定叠加控制代表恒无功控制还是恒功率因数。也可结合外部输入命令来进行选择。LCP 面板上的给定到限信号实际综合了自动、手动、恒无功控制和恒功率因数四种方式，有一种情况到限就发出信号，同样增减按钮也是提供给四种方式，内部通过相关命令分开。

3. PSS 单元

UNITROL 5000 的电力系统稳定器是一种电气功率和转子角频率复合型稳定器，PSS 功能是通过测量单元板（MUB）上的数字信号处理器（DSP）来完成，采用数字化交流采样和滤波技术，以加速功率和频率作为输入信号，控制算法以 IEEE Std. 421-2A 型为基础，具有自动防反调功能。PSS 的目的是通过引入一个附加的反馈信号，以抑制同步发电机的低频振荡，有助于整个电网的稳定性。PSS 原理示意图见图 5-5。

PSS 作为一种附加励磁控制环节，即在励磁电压调节器中，通过引入附加信号，产生一个正阻尼转矩，去克服励磁调节器引起的负阻尼，控制量可以采用电功率偏差（ ΔP ）、机端电压频率偏差（ Δf ）、过剩功率（ ΔP_m ）和发电机轴速度偏差（ $\Delta \omega$ ）以及它们的组合等。它不仅可以补偿励磁调节器的负阻尼，而且可以增加正阻尼，使发电机有效提高遏制系统低频振荡能力。单独一个电厂投入 PSS 是没有效果的，只有大部分电源点都投入 PSS，电网的抗振荡能力才能提高。

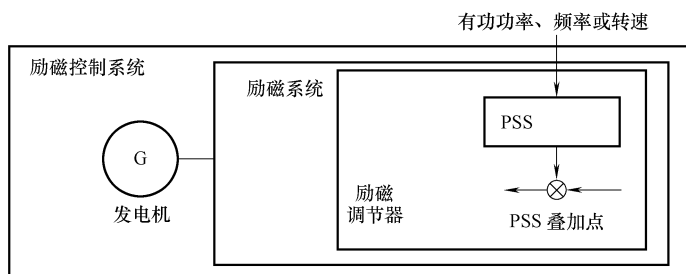


图 5-5 PSS 原理示意图

只要机组励磁系统运行正常，无论机组起停与否，励磁调节柜内的 PSS 投退转换开关都必须打到“投入”位置。PSS 的投退操作只允许就地进行。

(二) 限制保护功能（增加励磁模式的说明：恒流、恒压）

1. 低励限制和保护 低励限制用于防止励磁过低导致发电机失去静态稳定，或因发电机端部磁密过高引起的发热。低励保护是在低励限制失去作用时将调节器切换到备用通道以维持运行。低励限制和保护与发电机失磁保护匹配，它们之间的动作先后顺序应该是：低励限制、低励保护、发电机失磁保护。

2. 伏赫限制和保护（V/Hz 限制和保护） V/Hz 限制就是限制发电机过励磁，主要是用于防止发电机转速未到额定值而机端电压过高，导致发电机过磁通发热，可作为主变压器的过磁通保护。V/Hz 限制定值既要符合发电机和主变的过励磁曲线，又要小于发变组保护中的过励磁保护定值。V/Hz 保护是在 V/Hz 限制失去作用时将调节器切换至备用通道维持运行。

3. 过励限制和保护 为励磁电流设一个高限，避免转子回路过载。该限制值应高于额定工况下的励磁电流，且与发电机转子短时过载特性匹配。过励保护是在过励限制失去作用时，根据故障判断分析进行动作，或切换备用通道，或直接去跳灭磁开关。

4. 定子电流限制 当发电机电流大于限制值时，降低励磁电流，通过减小无功来减小定子电流，防止定子绕组过热。

5. 欠励限制 P/Q 限制避免发电机进相运行时，发电机进入不稳定运行区域而失磁跳闸；最小励磁电流限制器防止发电机深度进相运行时励磁电流使发电机失磁，同时防止转子端部过热。

6. 强励限制 包括强励电流限制、强励电压限制和停止强励作用。强励电流限制是指当转子电流超过许可的可强励电流时，通过强励电流限制功能，瞬时限制转子电流，维持在设定的强励电流倍数上。强励电压限制与强励电流限制原理一致，判断的也是转子可强励的电压值。停止强励作用是指当一定数量的整流柜退出运行时将不允许强励。

第二节 励磁系统的运行与维护

一、励磁系统的操作

(一) 励磁系统投入运行准备工作

- 1) 合上励磁调节器工作电源开关。
- 2) 合上灭磁开关的控制电源开关。
- 3) 合上整流柜风机的电源开关。
- 4) 合上整流加热器的电源开关（具体投退可根据环境温度和季节变化决定）。
- 5) 合上励磁起动变低压侧开关和励磁变低压侧开关的控制电源总开关和各自的控制电源开关。
- 6) 励磁起动变低压侧开关和励磁变低压侧开关的控制方式开关切换至“远程”位置。
- 7) 励磁系统没有报警和故障信息产生。
- 8) 励磁系统切换到远程控制方式。

9) 励磁系统切换到自动运行方式。

(二) 起停过程励磁系统控制流程 (见图 5-6)

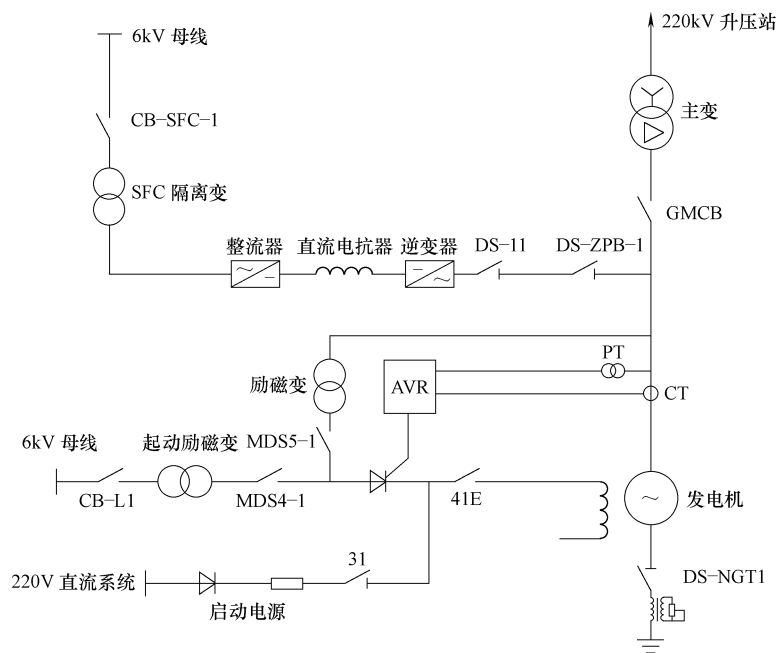


图 5-6 SFC 及励磁系统图

CB-SFC-1—SFC 隔离变高压侧开关 CB-L1—启动励磁变 6kV 进线开关
DS-11—#1SFC 启动#1 发电机的切换开关 DS-ZPB-1—SFC 启动隔离开关
GMCB—发电机出口断路器 MDS5-1—励磁变低压侧开关 MDS4-1—启动励磁变低压侧开关
DS-NGT1—发电机中性点接地隔离开关 41E—灭磁开关 31—启动电源切换开关

发电机在 SFC 起动方式下起动、并网以及解列时的励磁系统控制流程如下:

- 1) 由燃机控制系统发出起动指令;
- 2) 励磁变低压侧开关 MDS5-1、发电机中性点接地隔离开关 DS-NGT1 立即断开; #1SFC 起动#1 发电机的切换开关 DS11、启动励磁变低压侧开关 MDS4-1 立即闭合;
- 3) 其后, SFC 起动隔离开关 DS-ZPB-1、启动励磁变 6kV 进线开关 CB-L1 闭合, 最后闭合 SFC 隔离变高压侧开关 CB-SFC-1;
- 4) 当上述操作完成后, 由 TCS 发出闭合灭磁开关的指令, AVR 由“电压恒定”自动切换至“磁场电流恒定”方式运行;
- 5) 当燃机冲转至 510r/min 时, AVR 自动切换至“电压恒定”方式运行, 燃机继续升到 700r/min, 而发电机机端电压升为 3.4kV;
- 6) 燃机保持转速 700r/min, 并进行吹扫;
- 7) 清扫完成后, 燃机进入点火阶段, 转速降为 550r/min;
- 8) 此后燃机进入加速升速过程, 直到转速升到 2000r/min;
- 9) 当燃机转速为 2000r/min 时, SFC 控制停止, 首先断开灭磁开关;
- 10) 灭磁开关断开后, 相继断开 CB-SFC-1、CB-L1, AVR 切换为“磁场电流恒定”;
- 11) 随后, DS11、DS-ZPB-1、MDS4-1 断开, AVR 又切换为“电压恒定”, 与此同时,

励磁变低压侧开关 MDS5-1、发电机中性点接地隔离开关 DS-NGT1 自动闭合；以后在 DCS 控制下，燃机转速达到额定值；

12) 手动合上灭磁开关，在燃机控制系统作用下，发电机电压自动上升，最后达到额定电压；

13) 发电机通过自动准同期装置并网。

14) 当机组需要停机时，燃机控制系统发出停机指令，负载降到设定值后，自动断开发电机出口断路器（GCB），断开励磁变低压侧开关 MDS5-1，AVR 退出励磁控制，灭磁开关自动断开。

（三）起励升压操作

1. 自动升压

自动开机升压可以完全由机组 DCS 控制。在机组转速达额定转速后，运行人员在 DCS 上手动合上灭磁开关后，自动将发电机机端电压升至额定值；

2. 手动升压

机组转速达到额定转速后，设置自动励磁调节器起励方式为“ U_t ”或“ I_f ”，还可通过小键盘“+”“-”来设置发电机电压或励磁电流给定值，手动对发电机机端升压。

（四）发电机机端电压（无功功率）的调节

励磁装置的作用之一就是维持发电机机端电压保持在给定水平，作用之二就是合理分配并联机组之间的无功功率。这两个作用分别体现在发电机并网前、后，都是靠改变调节器的给定值来达到的。

在 AVC 未投入的情况下，通过 DCS 上的按键在并网前调节机端电压，并网后，调节无功功率。AVC 投入的情况下，DCS 上的按钮就屏蔽了。

（五）励磁装置运行中的通道切换

励磁装置正常运行时，通道采用自动方式运行。在通道发生故障时的切换顺序如下（假定励磁系统在通道 1 的自动方式下运行，通道 2 备用）：

1) 通道 1 的自动调节器故障，装置自动切换至通道 2 的自动调节器运行；若通道 2 的自动调节器又故障，则自动切回通道 1 的自动调节器运行，若通道 1 的自动调节器故障未消除，则自动切换至通道 2 的手动调节器运行；若通道 2 的手动调节器又故障，则自动切换至通道 1 的手动调节器运行；若通道 1 的手动调节器又故障，则自动切换至通道 2 的紧急备用通道运行；若通道 2 的紧急备用通道故障，则发跳闸信号使发电机跳闸。

2) 励磁装置在本通道的自动方式下检测到故障切换至本通道的手动方式后，直到本通道的自动调节器故障消除才允许切回到自动方式运行。由手动方式运行切换至自动方式运行的操作，必须在励磁调节柜上的励磁控制盘上就地手动进行。

二、励磁系统的控制模式

励磁装置的运行控制方式有远程和就地两种，远程控制是集控室进行，就地控制使用励磁调节柜上的就地控制盘进行。正常情况下，励磁装置应选择远程控制方式运行，只有当远程控制失效时才改为就地控制。

下表列出了可用的远程控制和就地控制命令，“反馈指示”表示命令发出后励磁装置是否反馈信息给控制室。

表 5-1 远程控制和就地控制命令

命 令	远程控制	就地控制	就地控制盘上对应英文标识	反馈指示
灭磁开关合上	√	√	F. C. B ON	√
灭磁开关断开	√	√	F. C. B OFF	√
励磁投入	√	√	EXC. ON	√
励磁退出	√	√	EXC. OFF	√
通道 1 运行		√	CH. I	√
通道 2 运行		√	CH. II	√
运行方式——自动		√	AUTO	√
运行方式——手动		√	MANUAL	√
工作调节器给定点升高	√	√	RAISE	最大位置
工作调节器给定点降低	√	√	LOWER	最小位置
无功功率调节器运行	√	√	PF/MVAR ON	√
无功功率调节器退出	√	√	PF/MVAR OFF	√
PSS 投入		√		√
PSS 退出		√		√
控制方式——就地控制		√	LOCAL	√
控制方式——远程控制		√	REMOTE	
指示灯测试		√	LAMP TEST	
释放		√	RELEASE	

注：打“√”表示控制命令有效，命令发出后控制室有相应的反馈指示；带阴影的就地控制命令表示只有同时在地控制盘上按下本键和“RELAESE”键才有效。

三、励磁系统运行中的监视和维护

运行期间应当进行下述的定期检查：

1. 控制室检查项目

- 1) 无限制器（低励、过励限制器）动作。
- 2) 工作调节器的设定没有达到极限设定值。
- 3) 励磁电流、发电机电压和无功功率等参数显示平稳，无剧烈变化。

2. 就地励磁装置柜检查项目

- 1) 无报警动作。
- 2) 无非正常的噪声。
- 3) 柜内和柜门无积尘、无异物、无水汽凝结。
- 4) 交直流母排以及励磁调节器电路板等无放电、过热等现象。

3. 励磁调节器不允许在手动调节器方式下长期运行。若自动调节器故障，应尽快修复。短期不能修复的情况应及时汇报上级领导，以便安排停机处理。

第三节 AVC

一、概述

电网自动电压控制系统（AVC）是电网调度自动化的重要组成部分，通过对发电机的无功进行实时跟踪调控，对变电站的无功补偿设备及主变分接头进行调整，有效控制区域电网的无功潮流，改善电网供电水平。电厂侧 AVC 是电网自动电压控制系统的子系统，可以配合电网调度自动化系统自动控制各机组的无功出力，实时调节电厂主变高压侧母线电压。

二、工作原理

电网 AVC 主要由调度侧设备和电厂（或变电站）侧设备组成，分别称为 AVC 主站系统和 AVC 子站系统。电厂 AVC 子站系统实现的功能是与调度 AVC 主站系统通信，接受 AVC 主站系统实时下发的电厂高压侧母线（节点）电压控制目标值，按照一定的控制策略，计算出各台机组的无功出力目标值，直接或通过 DCS 系统向发电机的励磁系统发送增减励磁信号以调节发电机无功出力，使电厂高压侧母线（节点）电压或者各机组无功出力向目标值逼近，形成电厂 AVC 子站系统与 AVC 主站系统的闭环控制。

（一）AVC 系统组成

如图 5-7 所示，电厂 AVC 子站系统由三个部分组成：上位机、下位机和后台管理机。上位机是 AVC 子站系统的核心部件，子站系统绝大部分功能在此部件上实现，包括以通信方式实现与现场外部回路的接口、接收调度端 AVC 主站下发的全厂母线电压指令或单机无功指令、AVC 运行状态向调度端上传、所有实时信息（遥测、遥信）的汇总、主备中控机间实时信息交互、系统建模与参数整定、控制策略实现、控制模式切换、运算分析、控制指令下发、历史数据保存/查询等。下位机是 AVC 子站系统的执行机构，主要作用是以硬接线方式实现与现场外部回路的接口，包括模拟量输入/输出、开关量输入/输出，其执行终端以通信方式将输入信号上传到中控单元进行汇总，同时接收中控单元以通信方式下发的控制指令，根据指令输出 AVC 状态信号和调节信号。

（二）AVC 运行方式

AVC 子站系统的运行方式包括远程闭环运行与本地开环运行两种方式。远程闭环运行指 AVC 子站系统接收远程主站的控制指令进行调节。本地开环方式是指 AVC 子站系统控制的目标指令是根据本地的电压曲线控制。严格的来说应该工作在远程闭环运行方式下才能真正使得整个系统无功功率达到优化的目的。但是实际情况中可能出现 AVC 主站与子站通信中断，或者超过规定的时间没有收到有效指令、主站系统意外退出等情况，此时 AVC 子站系统的运行方式根据实际情况自动切换为本地控制。

当在 DCS 中操作 AVC 投入后，AVC 将确认 AVR 是否在自动状态，并在机组并网后自动投入，但此时并不调节，当机组负载大于 240MW 后开始进行正常调节。当机组解列后，AVC 将自动退出，并在下次并网后自动投入。AVC 和 DCS 对机组 AVR 的调节具有互锁功能，当机组 AVC 投入时，DCS 将无法手动增、减励磁；当 AVC 退出时，DCS 可以手动增、减励磁。

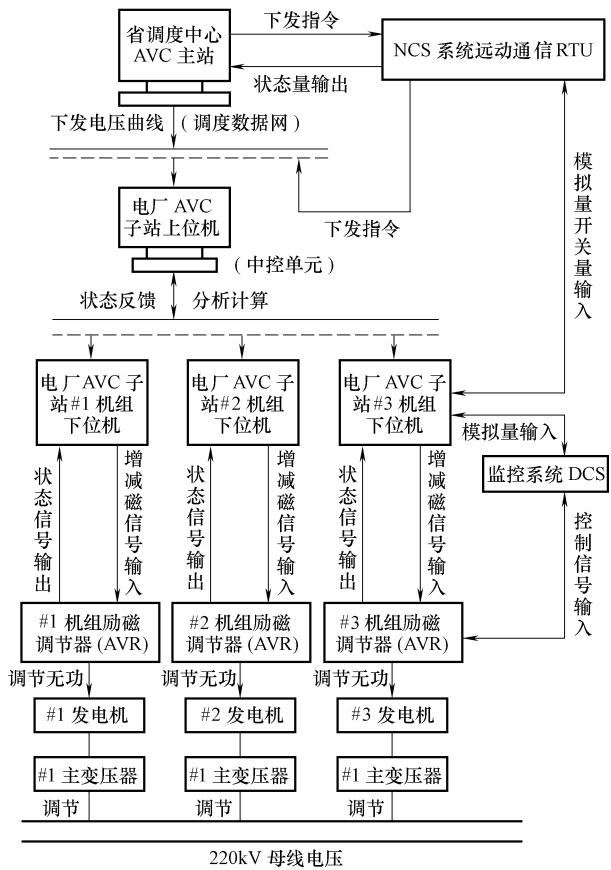


图 5-7 惠州 LNG 电厂 AVC 系统拓扑图

(三) AVC 参数整定

M701F3 型燃气-蒸汽联合循环机组最小稳定运行负载为 240MW，结合发电机的固有 $P-Q$ 曲线及进相能力，确定发电机的有功功率和无功功率上下限。根据电厂设备实际运行情况将厂用电电压的下限值定为 5.7kV，厂用电电压上限值定为 6.3kV。AVC 各闭锁值如表 5-2 和表5-3所示。

表 5-2 AVC 调节闭锁值

	额定	限制值(高)	限制值(低)	闭锁值(高)	闭锁值(低)
220kV 母线电压/kV	220	242	220	252	215
有功功率/MW	370	400	240	400	240
发电机电压/kV	20	20.8	19.2	21.2	19
发电机电流/A	13914	13218	5566	13914	2783
厂用电电压/kV	6.0	6.3	5.7	6.6	5.4

表 5-3 AVC 调节无功功率限制值

有功功率/MW	无功功率上限/Mvar	无功功率下限/Mvar
100	280	- 220
200	268	- 208
300	240	- 188
400	228	- 148

第四节 励磁系统事故处理

一、发电机励磁系统不能正常升压

现象：

发电机起动至额定转速后，励磁装置下达起励令后，发电机不能建立初始电压，导致起励失败。

原因分析：

- 1) 机端残压不足，且起励回路异常；
- 2) 励磁变故障，无法正常为整流器提供电源；
- 3) 整流器故障，不能满足正常运行需要；
- 4) 控制系统异常。

处理：

1) 首先检查机端电压是否足够，再检查起励回路是否接通，起励电压是否送到发电机转子上。

2) 励磁装置内部的起励接触器是否工作正常。此项检查工作可以按照起励接触器工作原理图进行电器合、分实验。

3) 检查励磁变压器的工作回路是否接通。发电机在起励升压后，是依靠励磁变压器给励磁装置提供整流电源，因此要保证励磁变压器一次侧、二次侧工作回路必须正常。

4) 检查励磁装置的整流回路是否正常。

5) 有的机组在检修后，将转子与励磁输出的电缆反接。这样在下次起励时，转子电势的方向与起励电源的方向相反，也可造成起励失败，这在检修结束后需注意。

二、发电机组失磁

现象：

- 1) DCS 上发“发电机失磁”信号；
- 2) 发变组保护装置上“信号”、“起动”灯亮；若失磁保护动作跳闸，则发变组保护装置上“跳闸”灯亮，发电机跳闸；
- 3) 励磁电流显示为零，无功功率指示为负值；
- 4) 定子电压、电流波动较大；
- 5) 有功功率降低。

处理：

1) 若失磁保护动作跳闸，则按保护动作后的有关规定处理，检查励磁回路，查明并消除故障后重新并网；

2) 若仅来“失磁”报警信号，而失磁保护未动作跳闸，则判明失磁原因，短时间内无法恢复励磁时，立即减负载到零后，将发电机解列；

3) 当失磁发展到非同期时，按机组振荡处理。

第五节 运行经验分享

一、励磁系统功率柜风扇电源切换继电器异常，造成励磁系统故障

事件经过：

某厂#2 机组在转速达到 3000r/min 后准备并网，08h 11min 27s 灭磁开关合闸后开始建立电压，08h 11min 53s 发变组保护装置发出“励磁故障动作”报警信号，灭磁开关跳闸，机组跳闸。现场检查发现励磁功率柜发出风机故障和整流器故障报警。

原因分析：

正常情况下当发电机机端电压升压至额定电压的 80% 后，风机电源会由厂用电供电自动切换到励磁变供电。由于电源切换继电器未插紧引起松动，其一次电源主接点未接触好，而继电器的辅助接点未送出一回路故障信号（如果电源切换继电器不能正确动作或损坏，辅助接点才会闭合切回厂用电供电），导致所有功率柜的风机失电，各功率柜风压开关无法动作，励磁调节器判断整流器故障，跳开灭磁开关并停机。

结论：

- 1) 建议在装置内的重要继电器上加装卡子。
- 2) 定期检查电源开关、电源切换继电器及重要的电气设备是否正常。

二、励磁变三相绕组温度偏差大

事件经过：

某厂机组正常运行时，#2 机励磁变就地温控箱显示低压侧 B 相绕组温度 105℃，而 A 相为 78℃、C 相为 71℃，相差将近 20℃（该厂励磁变绝缘等级为 F 级，允许最高运行温度为 155℃，允许温升为 100K），励磁变可以继续运行。就地检查励磁变的风机运行正常。

原因分析：

#2 机组励磁变 B 相绕组温度传感线探头埋在 5 个测温孔的中间位置，而 A 相、C 相探头埋在 5 个测温孔的旁边位置。由于 B 相测温探头埋在中间，通风效果较差，显示温度较高。另外，现场确认 A 相、C 相线圈位置通风较好。而在通风条件一致的情况下，由于 B 相在中间，受 A、C 相热度的影响，B 相温度也会较 A、C 两相高十几度，厂家人员已改变了 B 相探头安装位置。

结论：

- 1) 由于测温探头安装位置的影响，励磁变 B 相温度较其他两相温度高一些是正常的；
- 2) 将励磁变的绕组温度送至 DCS 上以供运行人员监视；
- 3) 励磁变选型时，在其他参数相近的情况下，尽量选择绝缘等级较高的。

三、系统电压异常导致机组无法并网

事件经过：

某厂机组并网前，由于电网系统电压过低，导致无法并网，退出 AVC 装置后，手动降

低机端电压，并网成功。

原因分析：

由于自动准同期装置在投入运行 120s 后，若同期条件仍无法满足，就会自动退出运行。出现无法并网主要有三个原因：①电网系统电压偏低；②机组投入 AVC 运行，AVC 会自动调整机端电压，但存在调节下限，无法将机端电压调到与系统电压偏差在 5% 以内；③该厂属于末端电厂，且由于机组两班制运行，到了晚上机组全停，早上机组启动时需要吸收电网的无功功率，因此母线电压偏低。

结论：

- 1) 要及时与电网沟通，当发现电网系统电压过低时，应向电网申请调整；
- 2) AVC 应具备 DCS 投退功能，在无法并网时，可采用退出 AVC，并手动调节机端电压到允许的范围内来保证并网成功，并网后加强对机组和线路运行的监控；
- 3) 特别是两班制运行电厂，在启动第一台机组时，由于处于线路末端的缘故，母线电压会比正常情况下偏低，设计时需充分考虑这一因素。

四、AVC 误调节引起 SFC 故障

事件经过：

某厂用#1SFC 拖动#3 燃机启动，在机组启动过程中发生#1SFC 逆变器过电压跳闸，此时机组转速 705r/min，运行人员退出 AVC 后重新选择 SFC 后机组启动成功。

原因分析：

检查发现 SFC 拖动机组启动过程中，由于全厂机组都没有并网，当前 220kV 母线电压低于调度下发的电压曲线下限，AVC 装置就一直向机组发出增磁的指令，引起 SFC 输出电压不断升高，逆变器过电压保护动作。

结论：

- 1) AVC 装置是为了调节电厂电压跟电网电压匹配，在机组启动过程中不应该投入；
- 2) 在 AVC 软件中增加了机组负载小于最小稳燃出力时，闭锁 AVC 的判据条件，该厂修改软件后，机组每天起停都未出现过类似的异常情况；
- 3) AVC 刚投运时，可能会因为使用设备运行工况要求不同，造成 AVC 误调节，从而引起设备异常。因此，必须要在 AVC 动作期间密切监视 AVC 的调节情况，确认 AVC 增磁或减磁闭锁信号是否正常；建议在 DCS 上设有投退操作按钮，方便及时投退；
- 4) 当电压变送器异常时，很容易造成 AVC 误闭锁，使用的相关变送器必须要可靠。

第六章 220kV 电气主接线系统

第一节 220kV 电气主接线介绍

一、概述

发电厂的电气主接线是指发电厂中的电气一次设备按照设计要求连接起来，表示生产、汇集和分配电能的电路。以惠州 LNG 电厂为例，该厂电气主接线图如图 6-1 所示（见文后插页）。主接线是电力系统网络结构的一个重要组成部分，其作用是将电源发出的电能通过变压器将电压升高，再通过不同的接线方式输送到电力系统中。

发电厂主接线的基本环节是电源和出线，母线是连接二者的中间环节，起到汇集和分配电能的作用。电气主接线直接影响着发电厂运行的可靠性、经济性，并与电气设备的选择、配电装置的布置、继电保护和自动装置的选定以及电力系统稳定性和调度灵活性都有着密切的关系。

主接线的基本形式可以概括的分为两大类：有汇流母线的接线形式和无汇流母线的接线形式，有汇流母线的接线方式有单母线接线、双母线接线、3/2 接线、4/3 接线等。无汇流母线的接线方式有单元接线、桥形接线、角形接线等。各个发电厂的出线回路数和电源数不同，且每个回路所传输的功率也不一样。在进出线较多时（一般超过 4 回），为了方便电能的汇集和分配，常采用母线作为中间环节，可以使接线简单清晰、运行方便，有利于安装和扩建。但有了母线后，配电装置占地面积大，使用的断路器、隔离开关等设备增多。无汇流母线的接线使用的开关电器少，占地面积小，适于进出线回路少，不再扩建和发展的发电厂。

惠州 LNG 电厂采用的 220kV 主接线设备是六氟化硫封闭式组合电器，国际上通常称为“气体绝缘金属封闭开关设备”（Gas Insulated Switchgear，简称 GIS）。它采用六氟化硫作为绝缘介质，将断路器、隔离开关、接地开关、PT、CT、避雷器、母线、电缆终端、进出线套管等高压电器元件有机地组合在金属壳体中。GIS 具有占地面积小，可靠性高，安全性强，维护工作量小等优点，被广泛的应用在高压配电设备中。

二、惠州 LNG 电厂电气主接线的接线方式

惠州 LNG 电厂 220kV 升压站采用双母线不分段接线的形式，发变组采用单元制接线方式，下面详细介绍这两种接线方式的结构和特点。

（一）双母线不分段接线

双母线不分段接线具有两组母线，如图 6-2 所示。每回线路都经一台断路器和两组隔离开关分别与两组母线相连（所以也叫单断路器的双母线接线），母线与母线之间用母线联络断路器（简称母联）连接，有两组母线后，运行的可靠性和灵活性大为提高。

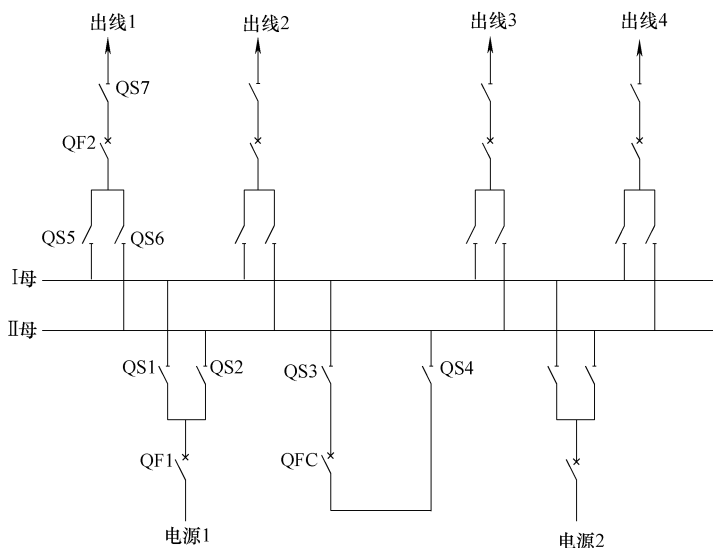


图 6-2 双母线不分段接线图

1. 运行方式

(1) 双母并列运行（正常运行时采用此种方式）：电源和出线回路均匀接在两组母线上，母联断路器闭合；

(2) 双母分列运行：电源和出线回路均匀接在两组母线上，母联断路器断开；

(3) 单母线运行：所有电源和出线回路都连接在同一组母线上，另一组母线备用。

2. 优点

(1) 供电可靠

1) 检修任一母线时，不会停止对用户连续供电。例如，检修 I 母时，可将全部电源和线路倒换到 II 母上。

2) 检修任一母线隔离开关时，只需断开该回路，其他回路均可通过另一组母线继续运行。如图 6-2 所示，当要检修 I 母上的隔离开关 QS5 时，需要断开断路器 QF2 及出线侧隔离开关 QS7，并将 I 母上的所有回路倒换至 II 母，然后断开母联断路器 QFC，这样既能保证其余回路不断电，也能确保隔离开关 QS5 与电源有效隔离。

3) 检修任一出线断路器，只有该回路停止工作。例如，需要检修出线 1 的断路器 QF2 时，只需断开 QF2，以及该断路器两侧的隔离开关 QS5、QS6 和 QS7 即可。

(2) 易于扩建

向双母线左右两侧扩建，均不会影响两组母线上电源和负载的自由组合。目前我国大容量的重要发电厂和变电所中广泛采用。

(3) 特殊需要时，在不停电的情况下，可以倒空一条母线进行单独工作或试验。

3. 缺点

(1) 母线故障时，必须进行母线切换，操作步骤多而复杂；

(2) 使用设备多（两倍的母线隔离开关），配电装置复杂，投资较多。

4. 应用范围

由于不分段双母线有较高的可靠性，广泛应用于下列情况：出线带电抗的 6 ~ 10kV 配

电装置；35 ~ 60kV 出线数多于 8 回，或连接电源较大、负载较大时；110 ~ 220kV 出线数为 5 回及以上时。

(二) 发电机-变压器组单元制接线

如图 6-3 所示，这种接线方式，发电机和升压变压器直接连成一个单元，经断路器接至高压母线，发电机出口处只接有厂用电分支，不设母线，发电机和变压器的容量需要相匹配，必须同时工作，发电机发出的电能直接经过主变压器送至电网。

图 6-3 中的左图是发电机-双绕组变压器单元接线，发电机出口处可装一组隔离开关，以便单独对发电机进行试验。右图是发电机-三绕组变压器单元接线，为了在发电机停止工作时，变压器高压和中压侧仍能保持联系，发电机与变压器之间应装设断路器和隔离开关。

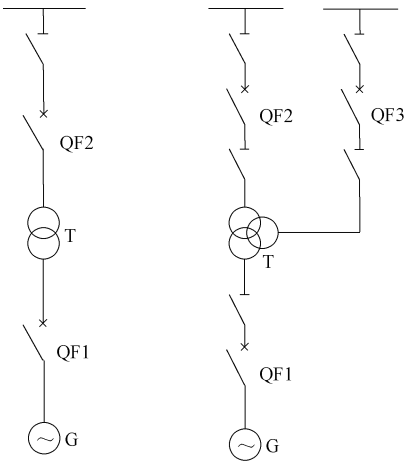


图 6-3 发电机-变压器组单元接线图

第二节 惠州 LNG 电厂 220kV GIS 的基本参数和结构原理

一、220kV GIS 的基本参数

1. 整体技术参数（见表 6-1）

表 6-1 220kV GIS 的整体技术参数

项 目		单位	参 数
系统标称电压		kV	220
额定电压		kV	252
额定电流		A	4000/3150
额定频率		Hz	50
额定绝缘水平	1min 工频耐受电压(有效值)	kV	395
	雷电冲击耐受电压(峰值)	kV	950
额定短路开断电流		kA	50
额定短路关合电流		kA	125
额定短时耐受电流		kA	50(3s)

(续)		
项 目	单位	参 数
零表压耐受电压	kV	1.3 倍相对地额定电压
SF ₆ 气体额定压力(20℃、表压)	MPa	GCB:0.6
		其他:0.4
SF ₆ 年漏气率	%	≤1
SF ₆ 水分含量(V/V)	PPM	150(GCB)/250(其他)
机械寿命	次	5000(连续操作 3000 次)

2. SF₆ 断路器技术参数 (见表 6-2)

表 6-2 220kV GIS 的 SF₆ 断路器技术参数

生产厂家		平高东芝	生产厂家	平高东芝
型号		GSP-245EH	满容量开断次数	20 次
额定电压		252kV	开断时间	50ms
额定绝缘水平	雷电冲击耐受电压(峰值)	950kV	合闸时间	100ms
	工频耐受电压(有效值)	395kV	额定控制电压	DC 110V
额定频率		50Hz	油泵电机额定电压	AC 380V
额定工作电流		(4000/3150) A	额定操作油压	24MPa
额定短时耐受电流(3s)		50kA	额定 SF ₆ 气体压力(20℃)	0.6MPa-g
额定短路开断电流		50kA	额定最低 SF ₆ 气体压力(20℃)	0.55MPa-g
额定线路充电开断电流		0.05kA	闭锁压力	0.55MPa-g
额定关合电流		125kA	额定操作顺序	分-0.3s- 合分-180s- 合分
首相开断系数		1.3	操作机构型式	集成式液压操作机构
额定近区故障开断电流		(50×90%) kA		

3. 隔离开关技术参数 (见表 6-3)

表 6-3 220kV GIS 的隔离开关技术参数

生产厂家		平高东芝	生产厂家	平高东芝
型号		KTM3-245RC	额定短时耐受电流(3s)	50kA
额定电压		252kV	操作方式	电动操作
额定绝缘水平	雷电冲击耐受电压(峰值)	950kV	额定控制电压	DC 110V
	工频耐受电压(有效值)	395kV	额定操作电压	DC 110V
额定频率		50Hz	额定 SF ₆ 气体压力(20℃)	0.4MPa-g
额定工作电流		3150A		

4. 接地开关技术参数 (见表 6-4)

表 6-4 220kV GIS 的接地开关技术参数

生产厂家		平高东芝	生产厂家	平高东芝
型号	检修用接地开关(ES)	EBM3-245C	额定工作电流	3150A
	快速接地开关(H-ES)	EAP3-245C	额定短时耐受电流(3s)	50kA
额定电压		252kV	操作方式	电动操作
额定绝缘水平	雷电冲击耐受电压(峰值)	950kV	额定控制电压	DC 110V
	工频耐受电压(有效值)	395kV	额定操作电压	DC 110V
额定频率		50Hz	额定 SF ₆ 气体压力(20℃)	0.4MPa-g

二、220kV GIS 的结构原理

(一) SF₆ 断路器的结构和工作原理

GSP-245EH 型气体断路器是一种紧凑和高性能的落地罐型断路器,为应用于气体绝缘的封闭开关电器 GIS 而设计。灭弧室是单向压气式(又叫喷气式),它利用了 SF₆ 气体良好的绝缘性能和灭弧能力。此外,通过采用液压操作机构,使该断路器的结构简单、可靠性较高。

断路器由三相灭弧室、壳体和操作机构组成。每相灭弧室分别安装在充满 SF₆ 气体且接地的壳体中,每相灭弧室与各自的液压操作机构相连,允许单相操作。GSP-245EH 型气体断路器有如下特点:

1) 体积小、重量轻。由于灭弧室的合理设计和液压操作机构的采用, GSP-245EH 型 SF₆ 断路器的体积小,重量轻,这就减少了 GIS 的安装空间和重量。

2) 可靠性高。可靠性高来自两个主要方面:一个是灭弧室零部件数量少,结构简单;另一个是采用集成块式液压操作机构,机构外部无配油管,减少了泄漏点。

3) 操作噪声低。高性能灭弧室和液压机构的采用减少了操作功,最大限度地降低了操作时发出的噪声。

4) 易于安装和维护。此断路器具有重量轻和结构简单的特点,使安装和维护工作容易。

5) 对地负载小。由于采用了操作功小的灭弧室和噪声低、结构紧凑的液压操作机构,从而使断路器对地面的负载很小。

1. 灭弧室

(1) 灭弧室的结构

如图 6-4 所示,每相灭弧室由一个静触头装配,一个动触头装配和一个压气室组成,在它们周围环绕着一个圆柱型绝缘子,这个圆柱型绝缘子用来支撑静触头装配,并且连接着动触头侧的支座,整个灭弧室又由另一个绝缘子支撑。

静触头装配包括一个静弧触头和一组静主触指(瓣形),前者定位于灭弧室的中心线上,后者装在静弧触头的外侧。

动触头装配包括一个动弧触头(瓣形),一个动主触头和一个喷口。动弧触头和动主触头分别装置在与其相对应的静弧触头和静主触头处的对侧,动触头装配与压气缸相连。

压气室是由可移动的压气缸和一个固定的压气活塞组成。压气缸通过一根操作拉杆和一根绝缘拉杆与各自的油-液压操作缸上的驱动杆相连。另外如上所述,压气缸与动触头装配相连,因此,动触头装配和压气缸通过液压操作缸一起被驱动。

(2) 灭弧室的工作原理

1) 断路器断开

① 如图 6-5 所示,当给出分闸指令时,液压操作缸分闸侧的高压油排出,操作活塞被向上驱动(触头分闸方向)。

② 加在活塞上的驱动力通过绝缘拉杆和操作杆传递给了动触头装配和压气缸,然后,动触头装配和压气缸被推向右侧。

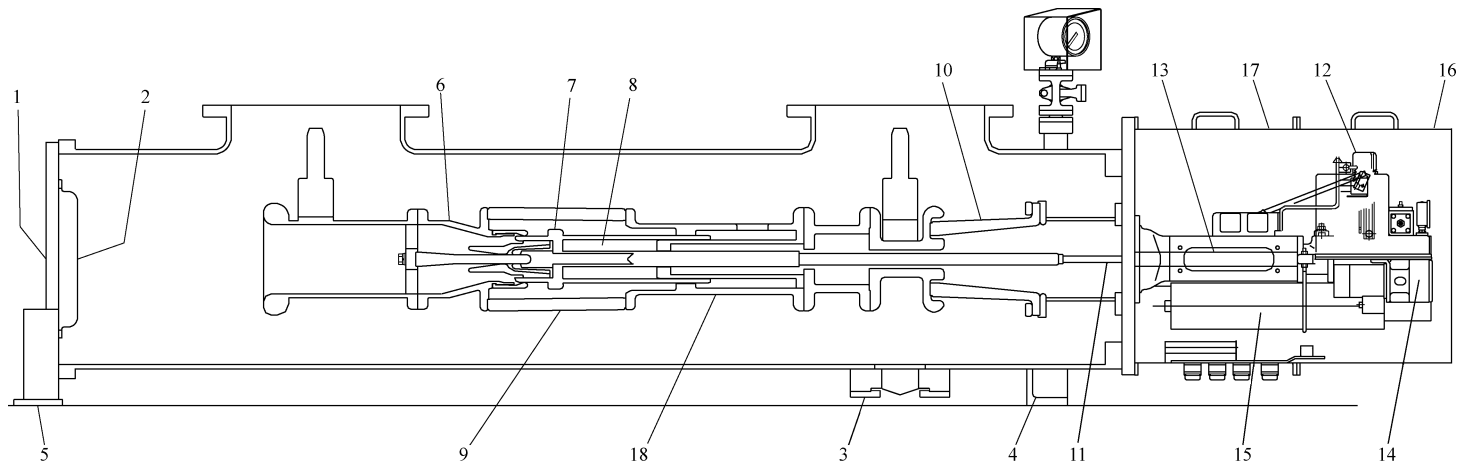


图 624 灭弧室的结构图

1—上盖 2—吸附剂筐 3—手孔盖 4—壳体末端支架 5—壳体顶端支架 6—静触头装配 7—动触头装配 8—压气室 9—圆柱形绝缘子 10—绝缘子
11—绝缘拉杆 12—液压操作缸 13—驱动杆 14—油泵单元 15—贮压器 16、17—操作单元 A 的盖板 18—支座

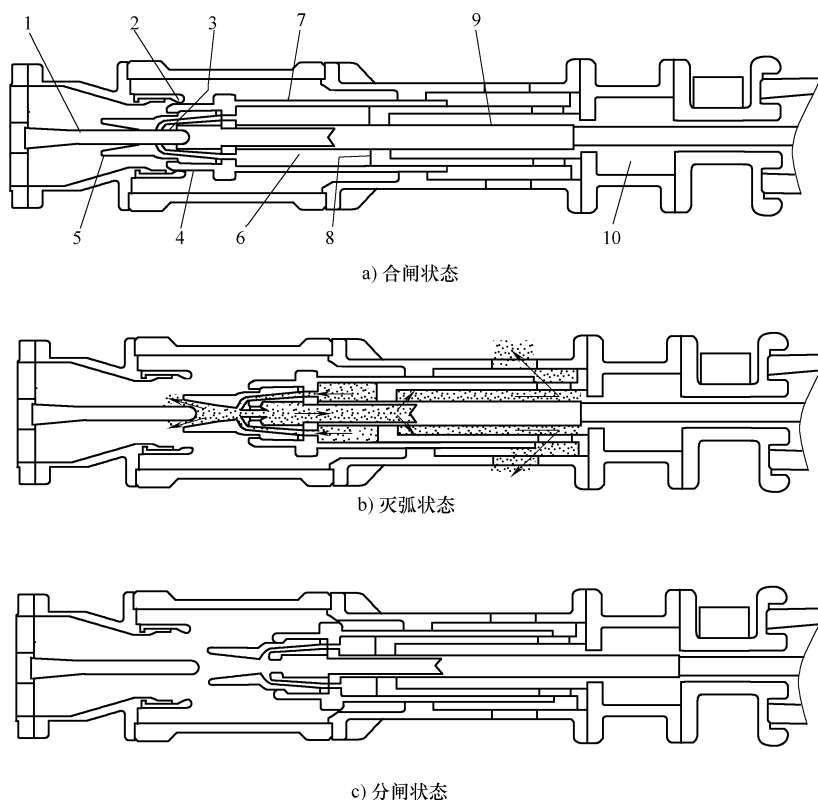


图 6-5 真空灭弧室的工作原理

1—静弧触头 2—静主触头 3—动弧触头 4—动主触头 5—喷口
6—压气室 7—压气缸 8—活塞筒 9—操作杆 10—绝缘拉杆

③ 在每个灭弧室里，动主触头首先和静主触头分离，接着，动弧触头和静弧触头分离，然后电弧在弧触头之间产生。同时，压气室中的 SF_6 气体被压缩。

④ 压缩的 SF_6 气体沿着喷口吹向电弧，并且将电弧熄灭。

2) 断路器闭合

① 当给出合闸指令时，高压油流注到液压操作缸的分闸侧，操作活塞被向下驱动（触头合闸方向）。

② 加在活塞上的驱动力通过绝缘拉杆和操作杆传递给了动触头装配。然后，驱动动触头装配向上移动。

③ 在每个灭弧室里，动弧触头首先和静弧触头闭合，接着，动主触头再与静主触头闭合。

2. 液压操作机构

(1) 液压操作机构的结构

液压操作机构的系统结构见图 6-6。每一相有一个液压操作缸，一个油泵单元和一个贮压器。三个操作缸通过高压油驱动着各自的灭弧室。

每个操作缸由一个控制阀和一个阀块组成，阀块内有一个连接着驱动杆的液压操作活塞。控制阀由两个完全相同的分闸线圈中的一个或由一个合闸线圈来控制。

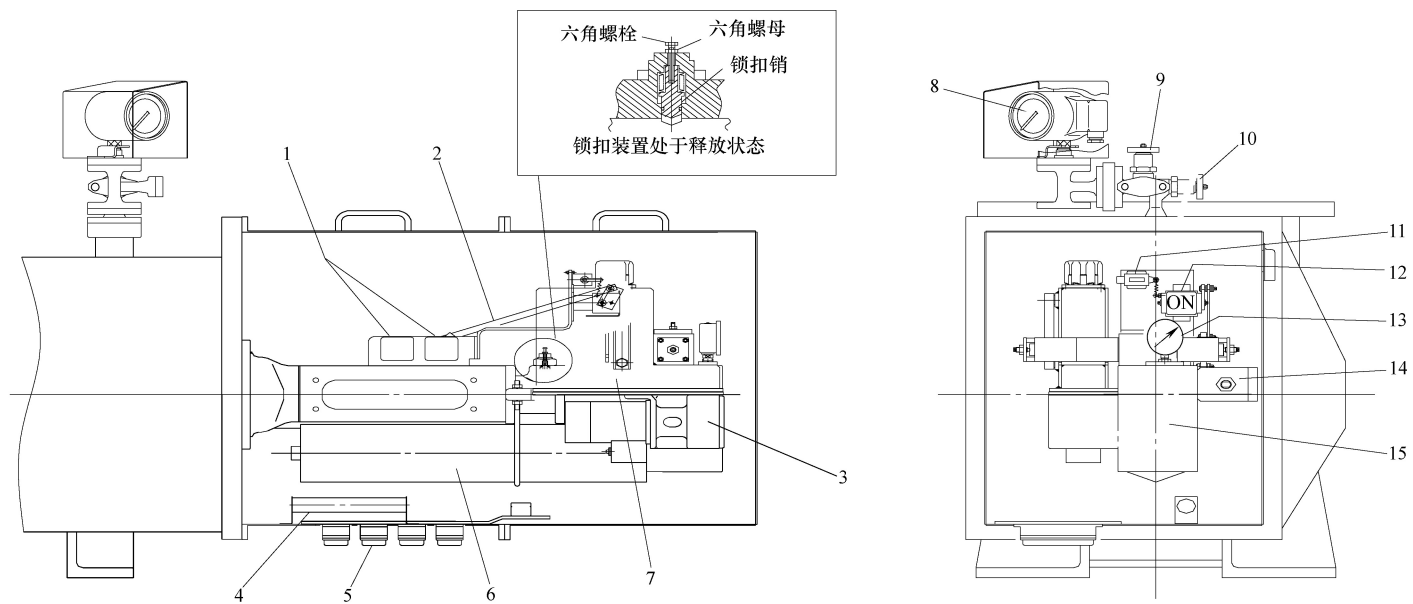


图 626 液压机构（中相）图

1—辅助开关 2—连杆机构 3—油泵单元 4—加热器 5—电缆插接件 6—贮压器 7—油箱 8—气体监视器（复合表 + 密度开关） 9—充气阀 10—可关闭阀门 11—操作计数器 12—位置指示器 13—油压表 14—油压开关 15—液压操作缸

操作缸单元装配有一个油泵单元、一个油压表、油压开关、一个油泵电机、一个排油阀(通常处于关闭状态)、一个泄压阀、一个通气孔盖、一个液压油泵、一个逆止阀和一个装在油箱侧面的油标,油过滤器安装在油箱里面。

对于每一相的辅助开关、分合闸指示器和操作计数器都通过连接机构与各自液压操作缸的驱动杆相连。液压操作机构的系统结构如图 6-7 所示。

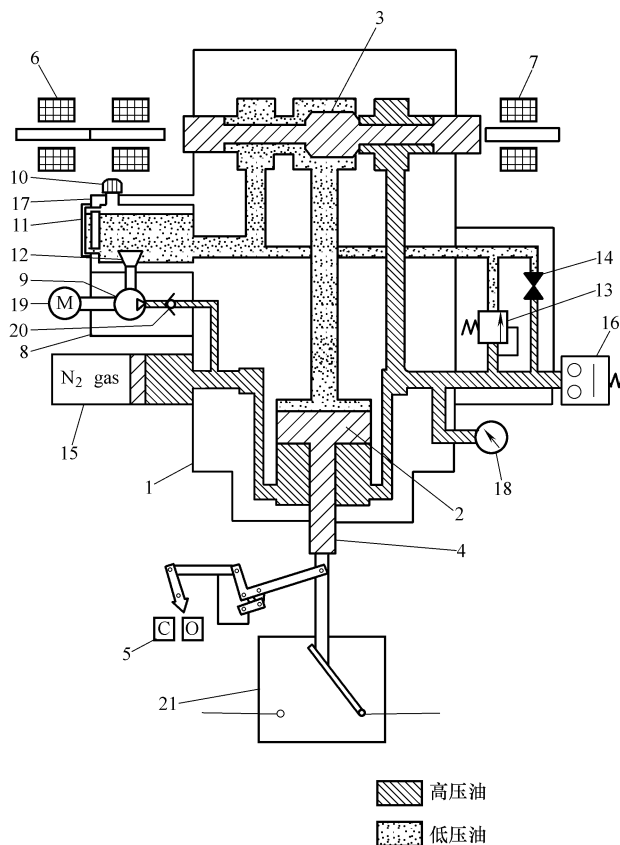


图 6-7 液压操作机构的系统结构（分闸位置）

- 1—操作缸 2—液压操作活塞 3—控制阀 4—传动杆 5—分合闸指示器 6—分闸线圈 7—合闸线圈 8—油泵单元 9—液压油泵 10—通气孔盖 11—油标 12—油过滤器 13—泄压阀 14—排油阀（常闭状态） 15—贮压器 16—油压开关 17—油箱 18—油压表 19—油泵电机 20—逆止阀 21—灭弧室

(2) 液压操作机构的控制回路（见图 6-8）

SF_6 气体断路器的控制回路由一个包括防跳继电器的合闸回路，双重跳闸回路，一个相差检测回路和一个在异常的气体状态及液体状态（不正常的压力降低）下用于报警和操作模块的保护回路所组成。相差检测回路由三相的常开触点和常闭触点通过串并联所构成，并通过一个时间继电器 47T 与跳闸回路相连使断路器（三相）在一定的时间延迟后同时开断。

(3) 液压操作机构的工作原理（见图 6-9）

1) 分闸操作（图 a→图 b→图 c）

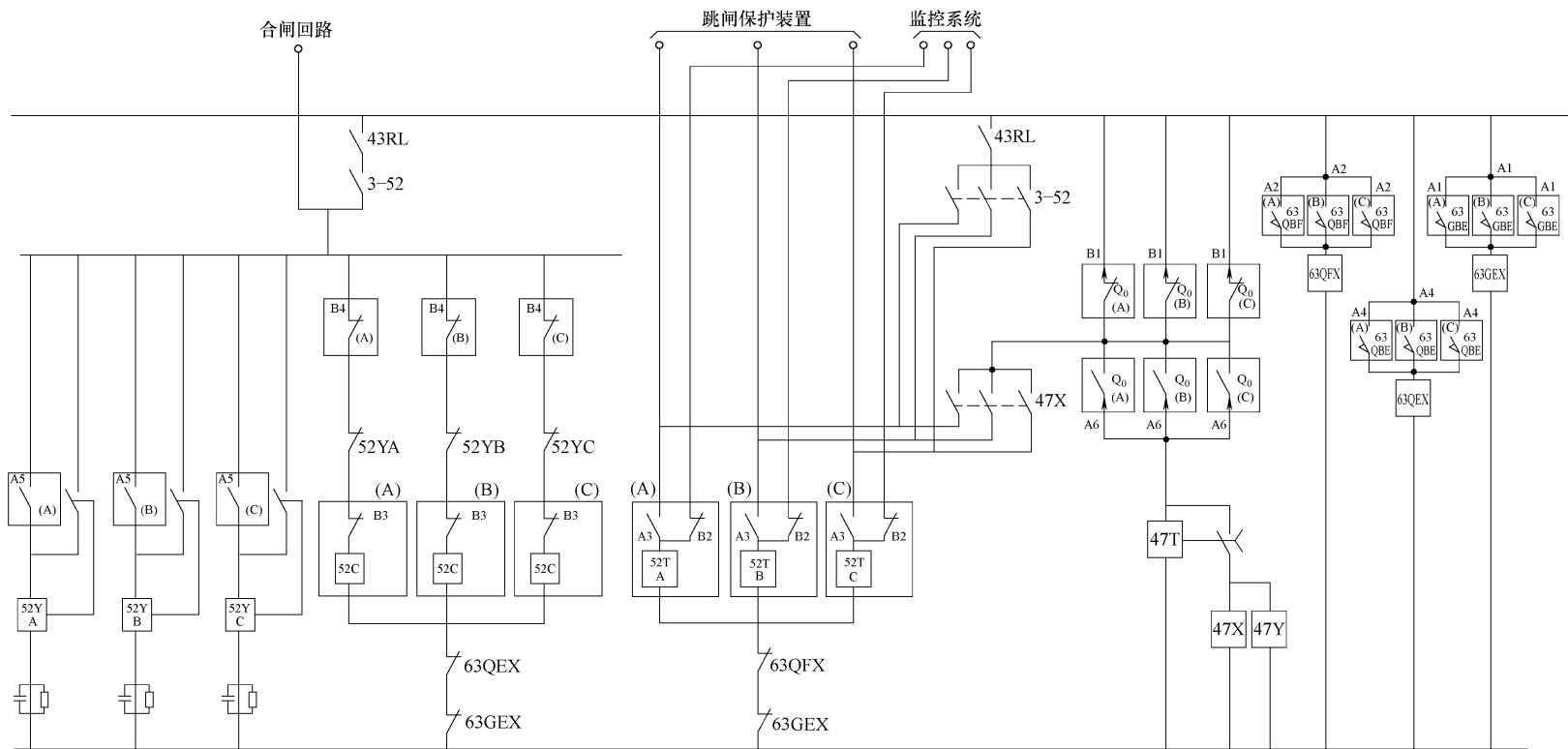


图 628 断路器控制回路

52T—差动开关 52Y—常闭辅助继电器 A1~A6—常态“a”触点 63QFX—液压开关分闸联锁 63QEX—液压开关合闸联锁 63GEX—SF₆气体密度开关的分闸/合闸联锁 47T—相差时间继电器 43RL—远控/近控开关选择 52C—合闸线圈 B1~B4—常态“b”触点 47X、47Y—相差辅助继电器 3-52—手动操作开关 Q₀—开关状态辅助节点 63QBF、63QBE—液压开关 63GBE—SF₆气体压力开关

图示液压操作缸处于合闸状态，分闸指令一给出，分闸线圈受电，控制阀向右移动，转换结束。操作缸中活塞上面的高压油被排出并流到油箱。然后液压操作活塞借助于操作缸中传动杆侧的高压油向上移动（分闸方向），传动杆侧的高压油由贮压器供给。此外，操作活塞的传动杆侧承受着常高压，此时活塞的上部与油箱相连，于是活塞稳定的保持在分闸位置。

2) 合闸操作（图 c→图 d→图 a）

图示液压操作缸处于分闸状态，合闸指令一给出，合闸线圈受电，控制阀向左移动，转换结束。高压油从贮压器流到操作缸中活塞的上部，此时操作缸中活塞的两侧都充有高压油。操作机构的工作原理为活塞压力差（差动式）原理，即活塞上侧的面积大于传动杆侧的截面积，于是活塞向下移动（合闸方向）。借助于如上所说的压力差，于是活塞稳定的保持在合闸位置。

（4）防跳继电器（见图 6-8）

气体断路器在合闸回路中有一个用防跳继电器构成的电气防跳系统。当合闸指令一给出，合闸线圈带电，执行合闸操作。在合闸操作过程中，闭合回路中的常闭触点断开，因此合闸线圈中的激励电流首先断开。接着由于常开触点闭合，防跳继电器 52Y 得电，因而闭合回路中 52Y 上的常闭触点断开，52Y 上的常开触点闭合。所以在发出一个合闸指令后，防跳继电器继续保持带电状态。

在这个条件下，当发出一个分闸指令，分闸线圈带电，即便在此时合闸指令不断发出。

在分闸操作完成以后，即使继续发出合闸指令，合闸操作也不可能执行，因为防跳继电器 52Y 由于先前的合闸指令正通过自身的常开触点处于带电状态，而它的常闭触点闭合回路中是断开的。这种状况将持续到合闸指令转换结束，以至于防跳继电器信号解除，它的常闭触点重新闭合后才会改变。

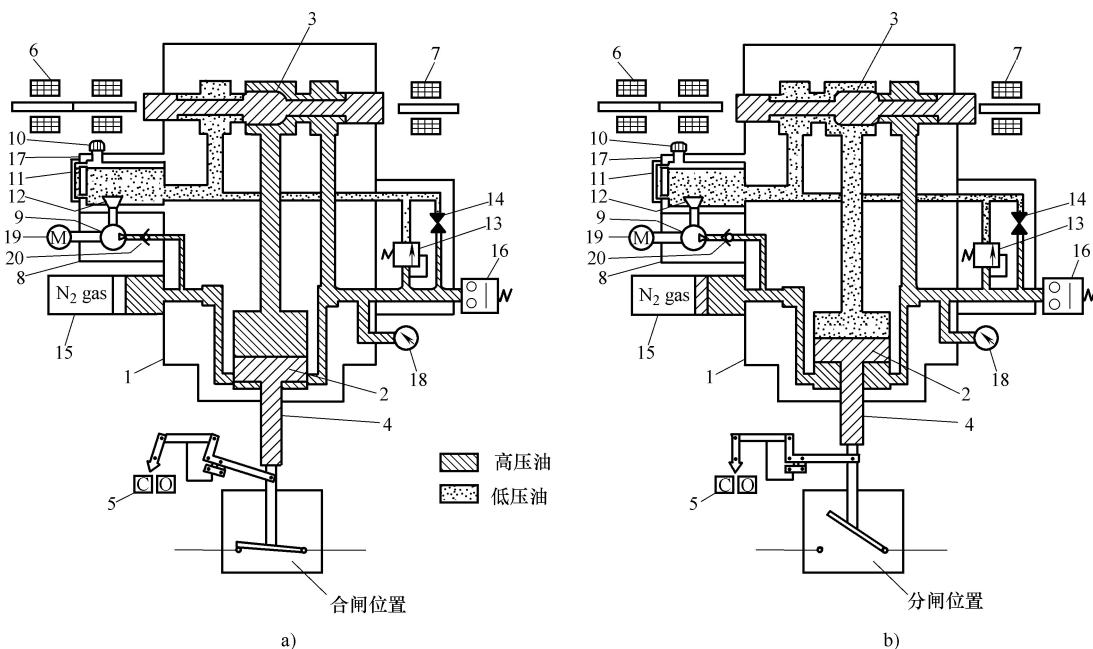


图 6-9 液压操作机构的工作原理

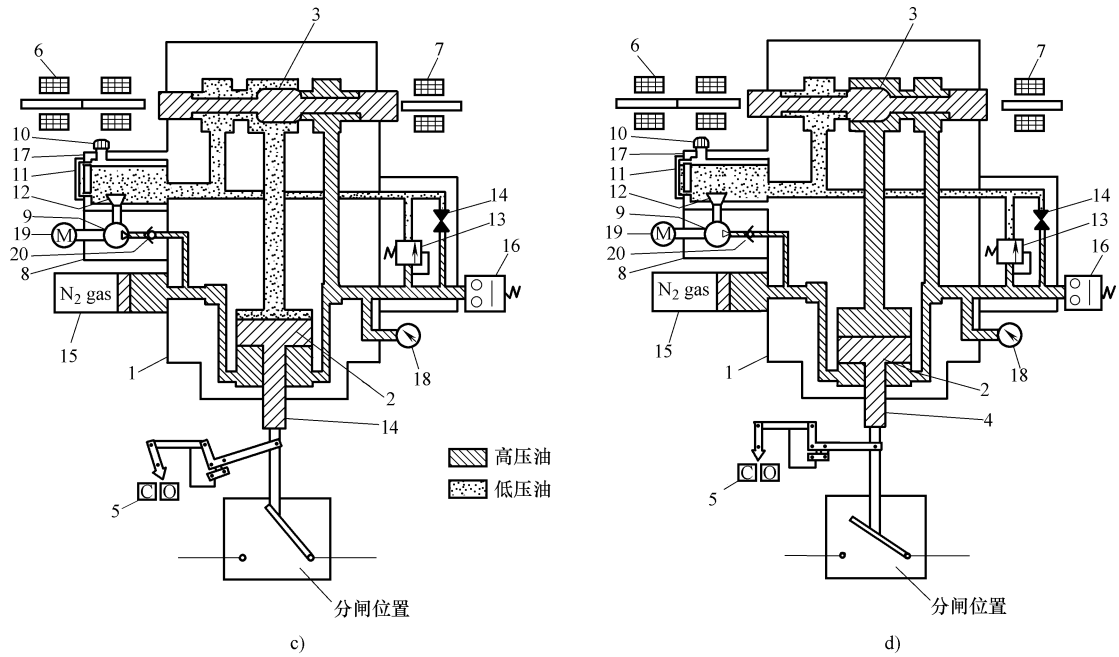


图 6-9 液压操作机构的工作原理（续）

1—操作缸 2—液压操作活塞 3—控制阀 4—传动杆 5—分合闸指示器 6—分闸线圈 7—合闸线圈 8—油泵单元 9—液压油泵 10—通气孔盖 11—油标 12—油过滤器 13—泄压阀 14—排油阀（常闭状态） 15—贮压器 16—油压开关 17—油箱 18—油压表 19—油泵电机 20—逆止阀

（5）手动操作（见图 6-8）

在 43RD 转换到“近控”后，可以通过手动操作转换开关对断路器的三相进行分、合闸操作。

（6）异步保护装置（见图 6-8）

对于异步保护装置，就是如果三相在合闸操作中不同步进行，那么三相在一定的时间延迟后分闸，具体如下。

1) 在合闸操作中发生异步时，仅故障相的常闭触点保持在闭合状态，而正常相的常开触点都是闭合的。因而时间继电器 47T 得电。

2) 在经过一段延迟时间后，通过时间继电器的作用，一个辅助继电器 47X 得电并闭合它自身的常开触点。

3) 所有相的分闸线圈通过故障相的常闭触点和 47X 的常开触点得电，这些触点都是闭合的。然后所有相进行分闸操作。

表 6-5 示意了异步检测的标准延迟时间。对于单相高速自动重合闸的延迟时间，应长于在单相操作中为防止不可预测的自动跳闸等其他任务中的延迟时间。

表 6-5 异步检测的标准延迟时间

任务	延迟时间/s
单相高速自动重合闸	2
其他任务	0.5

(7) 液压操作系统的运行监视

液压操作的油压通过油压表来显示，且通过带有触点的油压开关来监视，如表 6-6 所示。

表 6-6 气体压力表和油压开关的动作值

气体监视器	0. 575MPa	发出低压报警
	0. 55MPa	合闸和分闸命令闭锁
油压开关	25. 0MPa	油泵操作停止
	24. 0MPa	油泵操作开始
	22. 0MPa	重合闸命令闭锁
	19. 5MPa	发出低压报警
	19. 0MPa	合闸指令闭锁
	18. 0MPa	分闸指令闭锁

(二) 隔离开关和接地开关的结构和工作原理

惠州 LNG 电厂的隔离开关和接地开关有两种，一种是由一个隔离开关和一个接地开关组合而成后封装在一个充有 SF₆ 气体的接地壳体内。另外一种快速接地开关，单独封装在接地壳体内。此外，隔离开关和接地开关都是分箱式结构，共用一台操作机构（包括连杆、杠杆），三相机械联动操作。通过装在设备壳体旁边的操作机构，既可以进行电动操作，也可以进行人力操作。

1. 隔离开关和接地开关的结构及操作原理

图 6-10 表示出了电动操作机构的结构。操作机构的动作原理：电动机的高速转动通过齿轮减速，带动主轴驱动动触头移动。操作原理参见图 6-11。

电机通过蜗杆 D2 和蜗轮 D3 减速以后，带动齿轮。由于蜗轮蜗杆运动传递的单向性，避免了主轴因蜗杆 D2 和蜗轮 D3 的受力（例：触头自重、触头震动、电动力等）而误动作。

齿轮 D4 接受来自齿轮 D5 的动力，带动伞形齿轮 D6 和 D7 以及主轴。

在隔离开关和接地开关处在“off”状态时，在滚轮两侧设置有可以分开的（仅当满足指定的闭锁逻辑关系时）保持掣子 D10。保持掣子 D10/E10 的运动通过凸轮轴 D13/E13 闭锁。

释放线圈的铁心运动拨动凸轮轴 D13/E13 转动，而凸轮轴 D13/E13 和保持掣子 D10/E10 之间的机械约束被解除。保持掣子 D10/E10 处于无约束状态，因此，滚轮即可随齿轮 D4 的转动而转动。

齿轮 D4 的转动通过凸轮而转，为断续运动，以便操动辅助开关 D20/E20，ON/OFF 指示器 D21/E21 和操作计数器 D22/E22。

合闸/分闸运动即将终了时，通过限位开关（DS ON；DM-15/DS OFF；DM-14/ES ON；EM-15/ES OFF；EM-14）断开电机控制回路。

滚轮与限位挡板 D11（处在 ON 状态）或保持掣子 D10/E10（处在 OFF 状态）接触，从而操作结束。

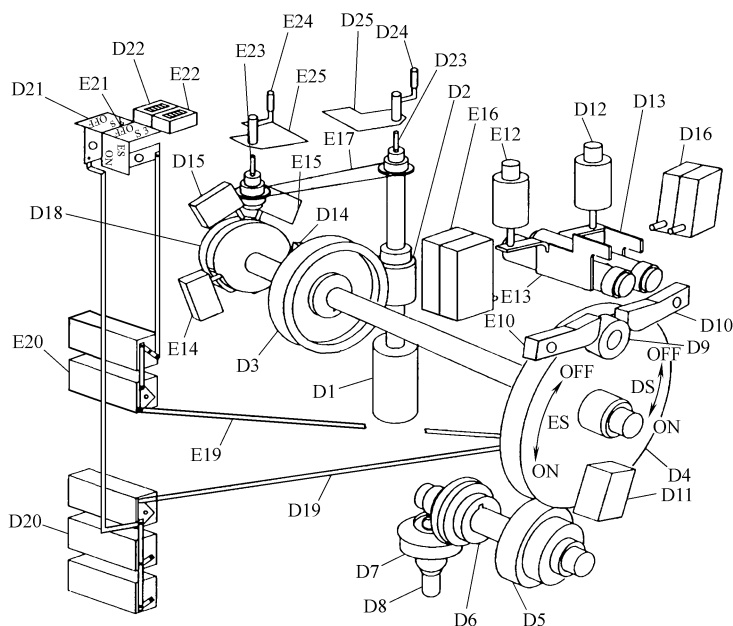


图 6-10 (DLM/EBM 型) 隔离开关/接地开关用电动操作机构的结构图

D1—电机 D2—蜗杆 D3—蜗轮 D4、D5—齿轮 D6、D7—伞形齿轮 D8—主轴
D9—滑轮 D10/E10—保持掣子 D11—限位掣子 D12/E12—脱扣线圈
D13/E13—棘轮轴 D14/E14—限位开关 a D15/E15—限位开关 b D16/E16—限位
开关 c E17—链条 D18—凸轮 D19/E19—连接杆 D20/E20—辅助开关 D21/
E21—ON/OFF 指示器 D22/E22—操作计数器 D23/E23—手动操作轴 D24/
E24—手动操作手柄 D25/E25—开闭器片

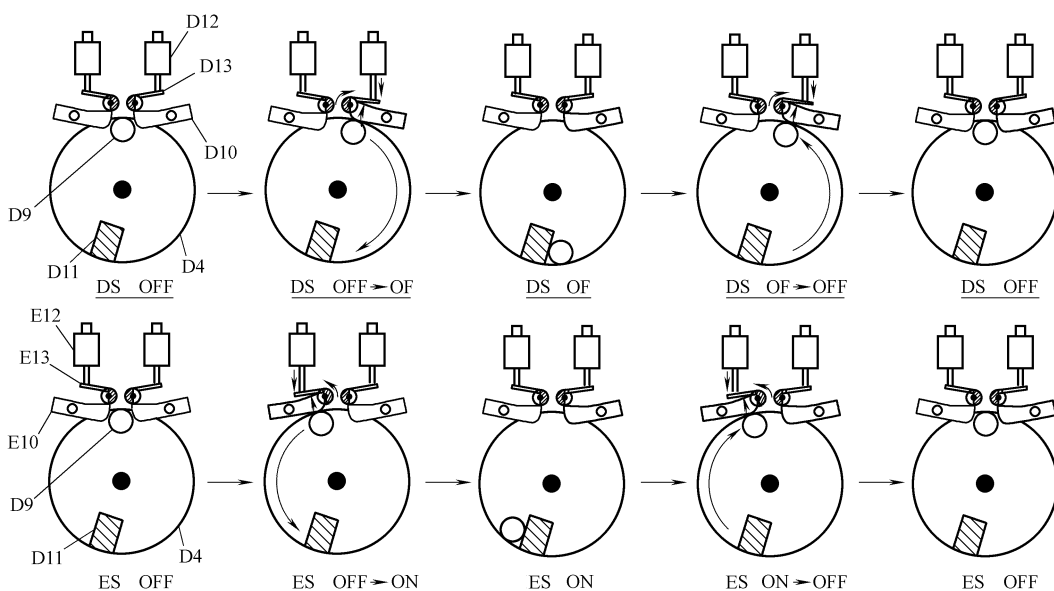


图 6-11 (DLM/EBM 型) 隔离开关/接地开关用电动操作机构的操作方式

2. 快速接地开关的结构和操作原理

图 6-12 示出了电动储能弹簧操作机构的结构。

该操作机构是以这样的方式运行的：电机旋转使弹簧压缩至连杆的死点位置，而驱动动触头杆的主轴因连杆过死点，弹簧释放能量而高速旋转。操作程序见图 6-13。

电机的高速旋转被齿轮箱减速，并通过一级传动离合器使螺旋弹簧储能。螺旋弹簧被压缩到死点，先储能然后释放能量。而主轴通过二级传动离合器和释放能量而快速旋转。

旋转的主轴带动辅助开关、操作计数器和 ON/OFF 指示器同时动作。

3. 隔离开关和接地开关的手动操作方法

(1) 隔离开关的手动操作方法（见图 6-14）

(2) 快速接地开关的手动操作方法（见图 6-15）

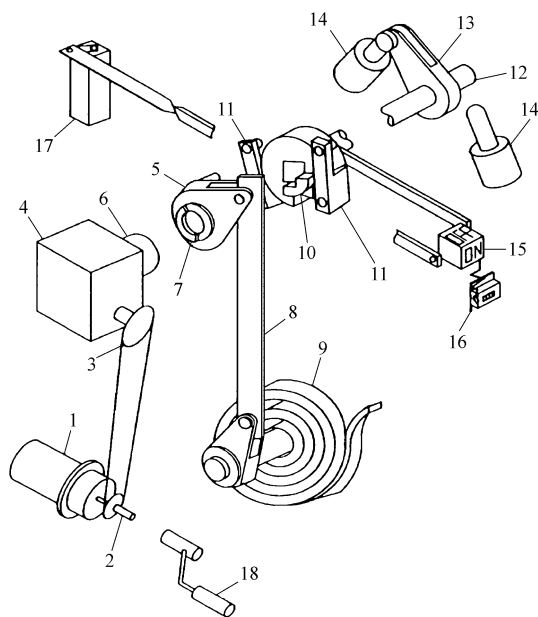


图 6-12 (EAP 型) 接地开关电动储能弹簧操作结构

1—电机 2—手动操作轴 3—链轮 4—齿轮箱 5—杠杆
6—凸轮(A) 7—凸轮(B) 8—连杆 9—螺旋弹簧
10—凸轮(C) 11—制动机构 12—主轴 13—倾倒器杠杆
14—倾倒器 15—ON/OFF 指示器 16—操作计数器 17—辅助开关 18—手动操作手柄

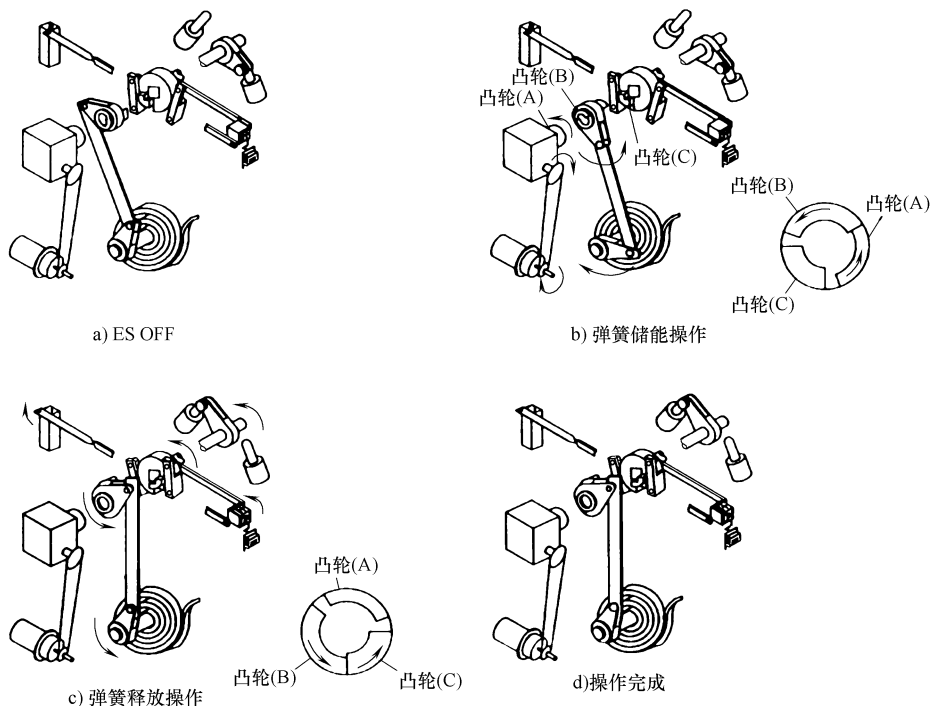


图 6-13 (EAP 型) 接地开关用电动储能弹簧操作机构的操作程序（按 a. b. c. d 的先后顺序）

(三) CT 和 PT

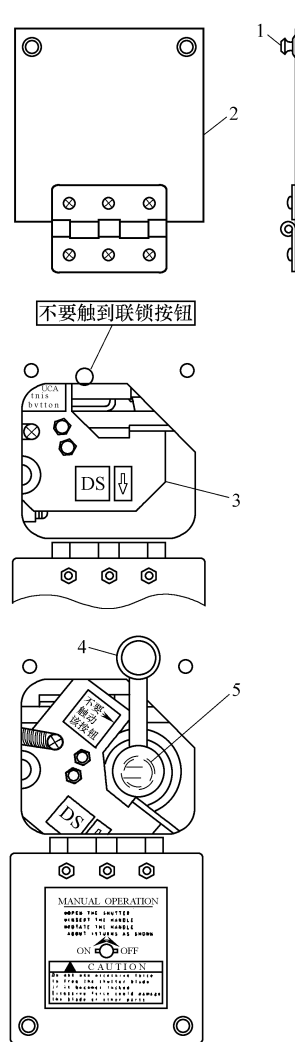
1. CT

套管式电流互感器属于 CT 的一种，它的二次绕组分布在一个环形铁心上，安装在断路器（GCB）上。CT 可为操作仪器、仪表和保护继电器提供一种便捷的二次电流供应电源。CT 有一个长的磁路，一次绕组仅一匝，通过断路器接地罩或接地外壳与一次绕组完全隔离，而 CT 本身的绝缘通过环形二次绕组来实现。

(1) CT 的结构

CT 的铁心使用低损耗、高磁导率和经定向粒化处理的冷轧硅钢片制成。铁心表面覆盖有绝缘保护层。然后绕上作为铁心绝缘的聚酯带，带有聚酯表层的磁线按正确的匝数紧绕在铁心上。如果绕制的二次绕组多于两层，则需要绕上聚酯带作为层间绝缘。然后把引线与分接头和绕组末端连接，接点处加装绝缘套来实现。最后在 CT 上绕上聚酯带作为外层绝缘，如图 6-16 所示。

(2) CT 的极性与连接



步骤 1 打开盖
拉门销并打开盖。
步骤 2 打开开闭器
按箭头所指方向打开开闭器。

注：开闭器只有在设备脱离与其他设备的联锁信号后才能打开。

注意：
当锁定开闭器片时，不要用力过猛或接触联锁按钮，以免开闭器片脱扣。忽视联锁状态，会造成误操作。

步骤 3 操动手柄
将手柄插入手动操作轴中，并顺时针或反时针旋转之。

注：手柄的转动方向示在盖背面的铭牌上。

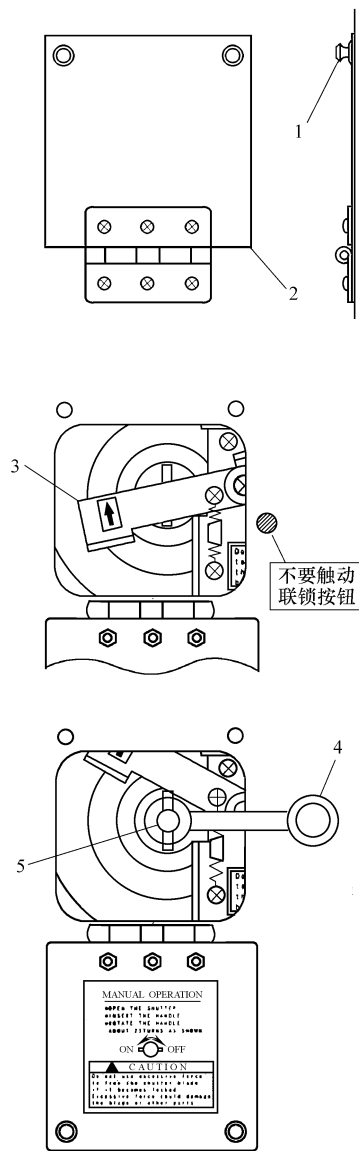
步骤 4 盖上盖
拔出手柄，而开闭器自动返回原位。
盖上盖并推上门销。
1—门销 2—盖 3—开闭器
4—手柄 5—手动操作轴

图 6-14 隔离开关的手动操作示意图

CT 端子的标识按照 IEC-185 推荐的标识系统进行，即一次端子用 P1、P2 等表示，二次端子用 S1、S2 等表示。具有相同数字下标的端子，在同一瞬间具有相同的极性，如端子 P1 和 S1 或 P2 和 S2。

将 CT 引线 with 外部接线盒的对应端子连接起来。连接和检修时应注意下述几点：

- 1) 使各引线绝缘，以防其与任何其他引线接触或与接地零件接触。在不干扰仪器正常工作的情况下，应使二次回路的一边接地。
- 2) CT 运行时不得断开二次回路，否则会导致铁心持久饱和并且在二次回路上会产生危险的高电压。
- 3) 二次端子必须接有负载或通过短路线闭合。



步骤 1 打开盖

拉门销并打开盖。

步骤 2 打开开闭器

按箭头所指方向打开开闭器。

注：开闭器只有在设备脱离与其他设备的联锁信号后才能打开。

注意：

当锁定开闭器片时，不要用力过猛或接触联锁按钮，以免开闭器片脱扣。忽视联锁状态，会造成误操作。

步骤 3 操动手柄

将手柄插入手动操作轴中，并顺时针或反时针旋转之。

注：手柄的转动方向示在盖背面的铭牌上。

步骤 4 盖上盖

拔出手柄，而开闭器自动返回原位。

盖上盖并推上门销。

1—门销 2—盖 3—开闭器

4—手柄 5—手动操作轴

图 6-15 快速接地开关的手动操作示意图

2. PT

(1) PT 的结构

如图 6-17 所示, PT 的二次绕组绕在由硅钢片压制成的铁心的水平骨架上, 一次绕组绕在二次绕组的外围。一次绕组是一个多层圆筒形绕线结构, 层间通过塑料绝缘薄膜互相绝缘, 一次绕组的高压末端与安装在盆式绝缘子上的一次接线端子相连。接地线通过套管从壳体处引出。铁心和一次绕组、二次绕组装在基座上的中心位置并用线夹箍紧。为了降低一次绕组和壳体之间产生的电场, 采用了高压屏和接地屏。

二次引线通过壳体上气封的多头套管引出并进到二次接线端子盒中。只要一次绕组的中心轴保持水平, PT 的方向可任意进行安装 (垂直、水平或倒置)。

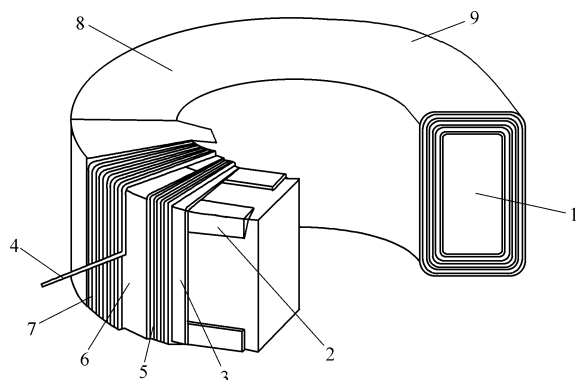


图 6-16 CT 结构示意图

- 1—铁心 2—绝缘保护层 3—铁心绝缘层 4—二次绕组引线
5—二次绕组 (内层) 6—层间绝缘 7—二次绕组 (外层)
8—外层绝缘 9—极性标志 P

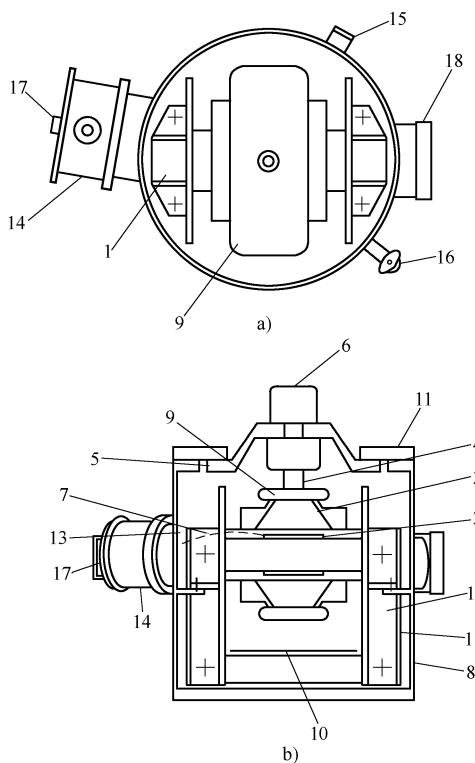


图 6-17 气体绝缘 PT 结构图

- 1—铁心 2—二次绕组 3—一次绕组 4—一次绕组高压末端 5—盆式绝缘子 6—一次接线端 7—接地引线 8—壳体
9—高压屏 10—接地屏 11—盖板 12—线夹 13—二次引线 14—二次接线端子盒 15—接地
端子 16—六氟化硫 (SF_6) 气体充气阀 17—安全标志、标签 18—爆破片

(2) PT 运行中的注意事项

- 1) 一次线圈的中性点在设备运行时应该接地。
- 2) 在储存和运输过程中 SF_6 气体压力为 0.02 ~ 0.05MPa。连接好管路以后, 应按铭牌所指示的额定值要求充入 SF_6 气体。
- 3) 管路连好之前, 不要打开充气阀; 连接好之后气阀处于常开状态。
- 4) 除了二次接线盒的盖板、低压端子和接地端子上的螺钉和螺帽外, 不要松动别的螺钉和螺帽, 因为高压气体将会从壳体中泄露出来。
- 5) 不要短接 PT 单元的二次线路。

第三节 SF_6 气体特性

一、概述

SF_6 气体是一种用于高压电力设备的优良气体绝缘材料, 它广泛地应用于电力工业所使用的高压断路器和其他开关设备上, 同时也被用于气体绝缘的配电站、气体绝缘输电线路上等。 SF_6 气体具有较高的电气绝缘强度、独特的灭弧能力、良好的热传导性能以及优良的热稳定性, 使得它能够成为电力工业的优良电气绝缘材料, 满足电力系统的需要。

二、成分指标

SF_6 气体是用最先进的自动化系统和最可靠的新工艺技术制造而成, 以液态和气态的平衡混合物形式装运在钢瓶中。其成分指标严格符合表 6-7 的要求, 同时也符合 IEC 颁布的 No. 376 标准的规定。

表 6-7 SF_6 气体的成分指标

技术参数	要 求
形态	无色、透明
气味	无味
纯度	99.8% 按重量计(最小值)
湿度	8ppm 按重量计(最大值)
四氟化碳含量	0.05% 按重量计(最小值)
水解氟化物(如 HF)	0.3ppm 按重量计(最大值)
空气含量(如 N_2)	0.05% 按重量计(最大值)
毒性	无毒

三、技术参数 (见表 6-8)

表 6-8 SF_6 气体的技术参数

项 目	参 数
分子式	SF_6
熔点 (2.2 大气压下)	-50.8(°C)
升华点 (1 大气压下)	-63.8(°C)
气体密度 (21°C, 1 大气压下)	6.121(g/l)

(续)

项 目		参 数
临界状态	温度	45.64(℃)
	压力	37.18(大气压)
	体积	201(克/毫升·摩尔)
	密度	0.725(克/毫升)
溶解热		1201(卡/克·摩尔)
升华热		5640(卡/克·摩尔)
比热(气态)20℃		3.24×10^{-5} (卡/厘米·秒℃)
相对介电常数(25℃,1大气压)		1.002049
电气绝缘强度($N_2=1$)60Hz~1.2MHz		为2.3~2.5

四、安全防范措施

SF₆ 气体本身不具有毒性。但是，应当注意的是当 SF₆ 气体在高温的作用下，或者在电弧的作用下时，它能被慢慢分解。SF₆ 气体的分解物包括低硫氟化物，它发生水解作用后，产生 SO₂ 和 HF。尽管在电弧和高温作用下的分解物中从未发现过剧毒的 S₂F₁₀，但是当遇到经过电弧作用的 SF₆ 气体时，还是应当小心，以免吸入中毒，因为其中可能含有有毒的分解物。

SF₆ 气体的密度是空气密度的 5 倍多，且无色无味，因此即使 220kV GIS 配电室中充满 SF₆ 气体也很难鉴别。所以，为了防止人员窒息发生危险，在进入配电室之前，需要开启通风机，先通风将内部的 SF₆ 气体充分排放，同时安排人员在配电室外观察工作人员在配电室内部的工作情况。

GIS 发生 SF₆ 气体严重外泄时的安全技术措施规定如下：

- 1) 人员立即撤离现场，投入全部通风机；
- 2) 事故发生后 15min 内，无关人员不准进入室内（抢救人员例外）；
- 3) 事故发生 15min 以后至 4h 之内，任何人员进入室内必须穿防护衣，戴绝缘手套及防毒面具。4h 以后进入室内可不用上述措施，但清扫设备时仍须执行上述措施；
- 4) 若有人被外逸气体侵袭，应立即清洗后送医院治疗。

第四节 220kV GIS 的典型操作

一、220kV GIS 操作的基本原则

- 1) 在进行 220kV GIS 设备的相关操作前，检查有关工作票已结束并收回，临时安全措施已全部拆除。
- 2) 断路器液压操作机构液压油压力表指示正常，油压在正常范围内。断路器的液压操作机构的各油压整定值（单位：MPa）见表 6-9。

表 6-9 断路器液压操作机构的各油压整定值

正常	起动打压	重合闸闭锁	合闸闭锁	分闸闭锁
24~26	24	22	19	18

- 3) GIS 就地控制柜设有控制方式选择开关, 正常方式下置于“远控”控制位置。
- 4) 检查断路器液压操作机构油泵的控制方式选择开关打至“自动”位置。
- 5) 断路器、隔离开关、接地开关位置指示器及指示灯均显示正确。
- 6) 运行中三相气室连通阀应处于开启状态, 每个独立气室的 SF_6 气体压力表指示正常, 气体压力正常。各气室的 SF_6 压力整定值 (单位 MPa, $t=20^\circ\text{C}$) 见表 6-10。

表 6-10

部 位	额 定 压 力	补 气 报 警	闭 锁 报 警
主开关气室	0.6	0.575	0.55
其他各气室	0.4	0.35	—

7) 断路器设备操作前后, 应该检查相关各保护装置无异常信号, 如有异常报警信号, 应立即停止操作并通知值长。

8) 检修后的 SF_6 断路器、隔离开关、接地开关在送电投运前, 必须经过就地和远程分、合闸操作试验, 试验合格后方能进行送电操作。

9) 220kV 线路的停电按开关、线路隔离开关、母线侧隔离开关顺序进行操作, 送电顺序相反。

二、220kV GIS 典型操作

(一) 220kV 线路送电操作

- 1) 检查确认线路已无人工作, 投入线路保护及压板, 并投入线路故障录波器;
- 2) 检查线路断路器在断开位置, 接地开关已拉开;
- 3) 确认对侧接地开关已拉开;
- 4) 检查并送上就地控制柜内各个控制及仪表电源断路器;
- 5) 合上线路保护屏的保护、信号电源断路器;
- 6) 检查线路各保护屏有无异常报警信号;
- 7) 依次合上母线侧隔离开关、线路侧隔离开关;
- 8) 合上线路侧开关;
- 9) 检查线路开关三相已合闸, 三相电流正常;
- 10) 检查各保护屏、控制屏无异常报警信号。

(二) 220kV 线路停电操作

- 1) 断开线路侧开关;
- 2) 检查开关三相确已断开;
- 3) 拉开线路侧隔离开关;
- 4) 拉开线路母线侧隔离开关。

(三) 220kV 母线充电, 单母线运行倒双母线并列运行操作

1) 收回有关工作票, 拆除临设安全措施, 检查待充电母线及相关设备 SF_6 气压和油压正常, 各气室阀门位置正确;

- 2) 检查母联断路器在断开位置, 母联断路器的 SF₆ 气压表、液压油压力表指示正常;
- 3) 合上母联断路器就地柜内各个控制及仪表电源断路器;
- 4) 合上母联断路器 I 母侧隔离开关、母联断路器 II 母侧隔离开关;
- 5) 投入母联断路器充电保护压板和母联开关过电流保护压板;
- 6) 合上母联断路器;
- 7) 检查母线电压正常;
- 8) 退出母联断路器充电保护压板和母联开关过电流保护压板;
- 9) 投入母差保护屏上的 I 母和 II 母互联压板;
- 10) 断开母联断路器的分闸电源断路器;
- 11) 先合上需倒换的线路或变压器的母线隔离开关, 然后断开其相应的另一组母线隔离开关;
- 12) 重复项目 11, 按双母线运行方式将电源和负载转移完毕;
- 13) 合上母联断路器的分闸电源断路器;
- 14) 退出母差保护屏上的 I 母和 II 母互联压板;
- 15) 检查母差保护屏、线路保护屏、就地控制柜等无异常信号。

(四) 220kV 双母线倒单母线运行操作

- 1) 检查母联断路器, 母联断路器 I 母侧隔离开关、母联开关 II 母侧隔离开关在合闸位置;
- 2) 断开母联断路器的分闸电源断路器;
- 3) 投入母差保护屏上的 I 母和 II 母互联压板;
- 4) 先合上需倒换母线的母线隔离开关, 后断开相应的另一组母线 (需停电) 隔离开关;
- 5) 重复项目 4, 依次将电源和负载倒至同一组母线;
- 6) 检查母差保护、信号等正常, 流经母联开关电流为零;
- 7) 合上母联断路器分闸电源断路器;
- 8) 断开母联断路器;
- 9) 断开母联断路器 I 母侧隔离开关、母联开关 II 母侧隔离开关;
- 10) 断开母联断路器分闸电源断路器;
- 11) 退出母差保护屏上的 I 母和 II 母互联压板;
- 12) 检查母差保护屏、线路保护屏、就地控制柜等无异常信号。

三、220kV GIS 操作的注意事项

- 1) 当断路器 SF₆ 气体压力低于 0.55MPa 时, 禁止对开关进行分合闸操作。
- 2) 220kV 断路器、隔离开关、接地开关正常时只能在远程进行分合闸操作。当远程操作人员站失灵时, 经批准后, 才允许就地电动操作。如果出现隔离开关、接地开关电动操作失灵, 紧急情况下, 经批准, 并确认其操作条件已满足后, 方能在就地进行手动分合闸操作。
- 3) 所有隔离开关、维修用接地开关、快速接地开关, 确需进行就地手动操作时, 应确

认该间隔已停电后，才能进行手动操作。操作时须戴绝缘手套，与设备外壳保持一定距离。

4) 隔离开关、接地开关、快速接地开关在分合闸操作前应检查联锁条件是否满足，如果隔离开关、接地开关、快速接地开关合不上或断不开，不得强行闭合或断开。

5) 当 GIS 正常操作分合断路器、隔离开关或接地开关时，禁止人身接触设备外壳，直到操作结束为止。

6) 线路快速接地开关操作合闸前，应确认线路停电后才能进行操作。设备停电后，必须验电确认无电压后才能合上接地开关或挂上接地线。

7) 220kV 母线在充电操作之后，应先确认母线三相电压正常后，方可进行变压器、线路的倒闸操作。

8) 220kV 系统正常运行电压应控制在 220 ~ 242kV 之间，正常的频率应保持在 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ ，当超限时应及时汇报电网调度机构。

9) 禁止用隔离开关对变压器、线路进行充电。

10) 严禁在断路器运行及热备用状态时对断路器操作机构进行补油操作。

11) 未经允许，禁止擅自解除计算机五防装置进行分合闸操作。

12) 当电厂对线路进行充电操作时，每次操作前必须确认线路对侧的接地开关确已分开。

第五节 220kV GIS 的运行与维护

一、220kV 电气主接线系统的日常巡视检查

(一) 220kV 系统运行巡视的一般规定

- 1) 220kV GIS 每班应至少进行一次全面巡检，并按规定抄记运行日志。
- 2) 发现异常现象、内部故障或开关事故跳闸后，运行人员应重点检查有关设备及部位。
- 3) 进入 GIS 室应先开启通风系统，待通风一定时间后才能进入室内。
- 4) 巡视中如遇有设备操作，应立即退出 GIS 开关室外，操作完后再继续巡视。

(二) 运行中的 220kV GIS 设备外部巡视检查内容

- 1) 断路器、隔离开关、接地开关的操作机构的位置指示器指示正确，标示牌完好，无脱落；
- 2) 各间隔就地控制柜上的指示灯完好，指示正确；
- 3) 油压表指示正常，各阀门启闭位置正确；
- 4) 开关操作机构的油压指示在正常范围内，油泵的动作次数正常；
- 5) 就地控制柜模拟图上各开关位置指示与实际状态相符；
- 6) SF_6 气体压力表指示正常，各气体管路无变形损坏；
- 7) 室内无异音异味；
- 8) 隔离开关、接地开关操作连杆和拐臂无松脱变形；

- 9) 记录断路器、避雷器动作计数器指示值；
- 10) 观察架空进出线瓷套管外绝缘污染情况；
- 11) GIS 外壳无局部过热；
- 12) 巡视检查项目见表 6-11。

表 6-11 巡视检查项目

设 备	检 查 项 目
断路器 隔离开关 接地开关	1. 位置指示应与运行方式相符。 2. 各气室 SF₆ 气压正常,各管道无漏气。 3. 操作运行方式投入“远控”位置。 4. 动作计数器指示有无变动。 5. 无异音、异味、异常发热。
断路器液压操作机构	1. 油压正常,无渗漏油。 2. 动作计数器指示有无异常变动。 3. 无异音、异味、异常发热。 4. 油泵运行方式投入“自动”位置。
220kV 电缆	1. 电缆外皮无破损。 2. 接地线接地牢固,电缆支架、接地线无异常发热现象。
就地控制柜	1. 各断路器、隔离开关、接地开关的指示位置与实际运行方式一致。 2. 运行中的设备控制方式选择开关投入“远控”位置。 3. 油泵运行方式选择开关应投入“自动”位置。 4. 无异常报警信号。 5. 无异音、异味。
线路避雷器	1. 动作计数器指示有无变动。 2. 接地是否牢固。 3. 无局部过热。
出线瓷套管	1. 瓷套清洁无损伤,无闪络痕迹。 2. 出线套管 SF₆ 气压正常。 3. 无局部过热。
瓷串 导线	1. 连接头无过热。 2. 瓷屏无破裂。 3. 导线无断股、散股。
其他	1. 直流系统无异常。 2. UPS 系统无异常。 3. 电缆层排水系统正常。 4. 蓄电池室通风正常,蓄电池无渗漏液现象。 5. 通风系统、照明系统正常。 6. 各设备表面无严重积灰。

二、220kV GIS 异常情况处理

(一) 断路器拒合时, 应进行下列检查

- 1) 断路器的控制选择方式是否正确。
- 2) 断路器的控制电源断路器是否跳闸。
- 3) 联锁条件是否满足。

- 4) SF₆ 气体压力是否正常。
- 5) 检查液压操作机构的油压是否正常。
- 6) 断路器的同期条件是否满足（远程）。
- 7) 合闸回路是否完好。
- 8) 保护动作是否复归。

(二) 断路器拒分时，应进行下列检查

- 1) 断路器的控制选择方式是否正确。
- 2) 断路器的控制电源空气开关是否跳闸。
- 3) SF₆ 气压是否正常。
- 4) 检查液压操作机构的油压是否正常。
- 5) 跳闸回路是否完好。

(三) 发生下列情况之一，应立即停电处理并查明原因

- 1) 气室内部发出异常声响、振动。
- 2) 气室防爆盘破裂。
- 3) 设备故障对人身构成危险。
- 4) 发生火灾，且危及设备安全。

(四) 220kV 系统的保护发生动作且相应开关跳闸后，一般处理原则

- 1) 报警屏报警确认消音，并根据报警信息初步判别故障区域和故障类型。
- 2) 检查故障设备，判明故障点及其故障程度。
- 3) 在没有查明事故原因前，任何跳闸设备禁止强送合闸。
- 4) 检查并记录相关的保护装置的动作信号和掉牌情况将报警内容、开关跳合闸情况以及 220kV 系统电压、频率立即报告值长。
- 5) 对于升压站区域的故障，值长应立即将保护动作信号及相关情况汇报中调。
- 6) 检查各保护控制屏及就地 GIS 设备有无异音、异味。
- 7) 检查并记录动作开关的动作次数、油泵动作次数、液压油油压，SF₆ 气体压力。
- 8) 必须征得值长同意后，才能复位相关报警信号。
- 9) 通知维修人员对故障进行进一步检查和处理。
- 10) 母线失压后，应立即将连接在该母线的的所有未断开的开关断开。

(五) GIS 断路器操作机构油压严重不足

现象：

- 1) 现场有“断路器低油压报警”和“断路器低油压闭锁”信号。
- 2) 断路器操作机构箱内的压力指示低于相应值。
- 3) 对于线路间隔，对应应有“断路器压力降低禁止重合闸”信号。

处理：

- 1) 禁止对断路器进行合闸操作。
- 2) 检查油泵马达是否运行正常。
- 3) 如果油泵马达没有正常起动运行，检查并确认马达的控制选择旋钮选择已在“自动”位置，马达的控制电源及动力电源正常，最后复归热继电器，此时马达应能正常运行。若经以上处理后，油泵马达仍然无法起动运行，立即通知维修处理。

- 4) 检查油泵马达的起动次数频繁,说明液压系统泄漏或泵出力不足,通知维修处理。
- 5) 若上述检查均正常,维修又暂时不能处理好,对于线路间隔,需向调度申请退出重合闸保护。
- 6) 若上述检查均正常,维修又暂时不能处理好,如果开关在合闸位置且油压大于18MPa,经调度同意后,将该开关分闸;如果开关的油压小于18MPa,则确认该开关是跳闸回路被闭锁,按以下原则处理:
 - ① 该间隔所接的线路或变压器负载先转移后停运;
 - ② 禁止使用隔离开关切断空载变压器、空载线路;
 - ③ 通过倒母线操作,空出一条母线(仅带故障间隔开关),利用母联开关,对需隔离的间隔进行隔离操作;
 - ④ 若故障发生在母联开关,则先将一条母线的负载倒至另一条母线,再通过母联开关的Ⅰ母和Ⅱ母隔离开关切空母线,将母联开关隔离。

(六) 220kV GIS 断路器液压操作机构油泵起动频繁;液压油泄漏;N₂ 泄漏

现象:

断路器在正常无操作的情况下,油泵每天起动次数超过30次。

处理:

- 1) 若发现油位不正常降低,油泵起动频繁,且操作机构有液压油泄漏声或油箱外表有油渗出,应判断为高压油箱液压油泄漏。
- 2) 若发现油位不正常降低,油泵起动频繁,且操作机构无液压油泄漏声或油箱外表无油渗出,应判断为储能N₂泄漏。
- 3) 当确认操作机构高压油泄漏或N₂泄漏严重时,通知维修处理,并汇报调度,必要时申请停运该断路器。

(七) 220kV GIS 断路器液压操作机构油泵长时间运行

现象:

- 1) 现场有“开关油泵异常”信号。
- 2) 油泵连续运行时间超过15min后仍然在运行。

处理:

- 1) 若油压已达24MPa及以上,将马达的控制选择旋钮选择打至“停止”位置停止油泵运行,通知维修处理。
- 2) 若油压仍低于24MPa,观察油泵在运行过程中,油压的上升趋势,若未见油压上升或上升缓慢,则应将马达的控制选择旋钮选择打至“停止”位置停止油泵运行。如果油泵马达停止后油压基本不下降,则汇报调度,联系维修人员处理;如果油泵马达停止后油压下降较快,重新投入油泵马达运行,汇报调度,申请停运断路器,联系维修人员对油泵进行检查处理。

(八) GIS 气室 SF₆ 气体严重泄漏

现象:

- 1) 现场相应间隔有“低气压报警”和“低气压闭锁”信号。
- 2) 220kV 断路器气室 SF₆ 气体密度下降至0.55MPa或其他220kV气室 SF₆ 气体压力小于0.35MPa。

处理:

1) 上述现象可判断为发生大量漏气情况, 此时将危及设备安全, 不允许继续运行。

2) 汇报调度, 并按照下列原则进行处理:

① 若发生在 220kV 断路器气室, 断路器的跳合闸回路均被闭锁, 处理按本条 (五) 中处理的 6 款处理。

② 若发生在线路出线或变压器馈线气室, 处理原则如下:

③ 则需停运对应的线路或变压器, 通过操作对应的两侧断路器来进行隔离。

④ 若发生在母线气室, 处理原则如下: 除将该间隔停电之外, 还需将对应的 I 母或 II 母停电。

第六节 运行经验分享

一、线路重合闸频繁动作

事件经过:

雷雨大风天气, 导致某电厂 220kV 双回路线路的甲线重合闸频繁动作, 线路断路器频繁分合动作, 经检查发现故障点均为距电厂 17km 处。鉴于该 220kV 双回路乙线运行正常, 经电网调度同意, 退出该线路甲线的重合闸保护, 2min 后该线路跳闸。

原因分析:

经与电科院和供电局技术人员一起调查, 故障是由于线路的设计原因, 线路的悬垂度过大, 在大风天气与下方树枝频繁触碰所致。

结论:

1) 断路器在短时间内多次切断故障电流, 易造成断路器损坏。如果发生重合闸频繁动作, 故障点在同一位置, 且线路停电不会造成对供电用户的影响, 应向中调申请退出该线路的重合闸保护;

2) 在更改了该线路故障区域的悬垂度后, 在雷雨大风天气没有再次发生重合闸保护频繁动作的现象。

二、线路避雷器泄漏电流值异常超标

事件经过:

某电厂在检查线路避雷器在线监测装置时发现, 该线路 B 相避雷器在线监测装置告警灯亮, 测得泄漏电流数值为 2mA, 其他两相泄漏电流数值均为正常数值 0.5mA。稍后进行红外测温, 发现 B 相避雷器下端有两级伞裙温度达到 47℃, A、C 两相避雷器伞裙温度在 38℃左右。经与中调沟通, 申请该线路停电检查。

原因分析:

停电后测量 B 相避雷器下节绝缘电阻仅为 2MΩ, 远低于标准值 2500MΩ。进一步分析, 发现避雷器的瓷套密封不良, 导致内部氧化和锌片受潮, 属于避雷器质量问题。

结论:

1) 在线监测装置可以通过测量设备的泄漏电流、局部放电以及变压器色谱分析等, 实

时监视设备的运行状态。对于重要的高压设备，建议加装在线监测装置；

2) 应定期使用红外成像仪对高压带电设备进行测温，这样能够尽早发现设备的故障隐患，避免重大事故的发生。

三、三工位隔离开关和接地开关设计

惠州 LNG 电厂 220kV 系统的隔离开关和接地开关为三工位结构，同一组隔离开关与接地开关集成在一个操作箱内，通过内部特殊设计的机械结构，使得隔离开关和接地开关只能处于下列三种位置，如图 6-18、图 6-19、图 6-20 所示：

1. 隔离开关闭合，接地开关断开
2. 隔离开关断开，接地开关断开

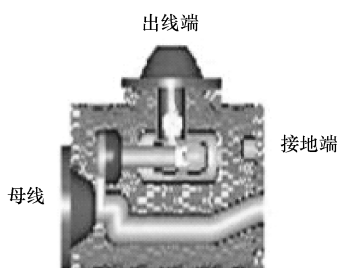


图 6-18 隔离开关闭合，接地开关断开结构图

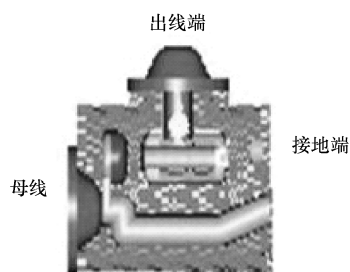


图 6-19 隔离开关断开，接地开关断开结构图

3. 隔离开关断开，接地开关闭合

这样就使得同一组隔离开关和接地开关不可能存在同时闭合的情况，在结构上防止电气“五防”中的带电合接地开关以及接地开关闭合时送电的恶性误操作。

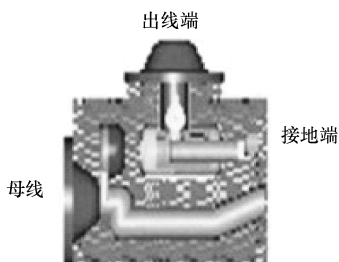


图 6-20 隔离开关断开，接地开关闭合结构图

第七章 220kV 线路保护及母差保护

第一节 220kV 线路保护介绍

一、220kV 线路保护配置原则及情况

220kV 线路保护遵循相互独立的原则按双重化配置，也就是说 220kV 线路保护无论是主保护还是后备保护均配置两套独立、完整的保护。惠州 LNG 电厂一期 220kV 每回线路在电厂侧的线路保护采用的是南瑞继保电气有限公司生产的 RCS-931BM 超高压线路成套保护装置和 RCS-902B 超高压线路成套保护装置，组屏于 PRC31-02 线路保护屏和 PRC02-24 线路保护屏上。每套保护装置具有各自独立的快速主保护、后备保护和自动重合闸功能。RCS-931BM 超高压线路成套保护装置采用专用光纤通道，RCS-902B 超高压线路成套保护装置采用复用光纤通道与对侧线路保护装置通信。220kV 线路保护装置具体配置见表 7-1。

表 7-1 220kV 线路保护装置具体配置

保护型号	主保护	后备保护	重合闸
RCS-931BM	分相电流差动保护 零序电流差动保护 工频变化量距离保护	三段式接地距离保护 三段式相间距离保护 四段零序方向过电流保护	自动重合闸(可选择单重、三重、综重、停用四种方式)
RCS-902B	纵联距离保护 纵联零序方向保护 工频变化量距离保护	三段式接地距离保护 三段式相间距离保护 四段零序方向过流保护	自动重合闸(可选择单重、三重、综重、停用四种方式)

注：RCS-931BM 保护装置和 RCS-902B 保护装置共用一套断路器失灵起动装置（RCS-923A），失灵起动装置设有断路器非全相运行保护、充电保护和过电流保护。

二、220kV 线路保护的相关定义

(一) 主保护

技术规程对主保护定义为“满足系统稳定和设备安全要求，能以最快速度有选择性地切除保护设备和线路故障的保护”。毫无疑问，纵联保护属于主保护的定义范围，特别注意，与以前不同的是距离一段保护和零序电流一段等瞬时动作的保护也在该主保护的定义范围内。

(二) 后备保护

后备保护是主保护或断路器拒动时，用来切除故障的保护。

三、220kV 线路保护原理简介

最常见的纵联保护可分为电力线载波纵联保护（简称高频保护）和光纤纵联保护（简

称光纤保护)两种。高频保护包括专用载波(专用收发信机)和复用载波(与通讯或远动合用收发信机)两种。光纤保护包括专用光纤、复用光纤和光纤纵联电流差动保护三种。

以惠州 LNG 电厂为例,该厂 220kV 线路保护采用的是光纤纵联保护。其线路保护配置见表 7-2。光纤纵联保护就是利用光纤通道来传送输电线路两端比较信号的继电保护装置。在现场实际运行中,光纤纵联保护采用光纤通道的方式主要有专用光纤、复用光纤和光纤纵联电流差动保护。光纤纵联电流差动保护就是利用光纤通道来传送输电线路两端电流的幅值和相位,根据比较的结果区分是区内还是区外故障,可见纵联电流差动保护在每侧都直接比较两侧的电气量,类似于差动保护,因此称为纵联电流差动保护。

表 7-2 220kV 线路保护配置表

保护名称	保护型号	保护通道	保护原理	备注
光纤纵联方向保护	RCS-901	专用光纤	比较两端逻辑量 (间接比较式)	主一保护 允许式
	RCS-901	复用光纤		
光纤纵联距离保护	RCS-902	专用光纤	比较两端逻辑量 (间接比较式)	主二保护 允许式
	RCS-902	复用光纤		
光纤纵联差动保护	RCS-931	专用光纤	比较两端电流量 (直接比较式)	主一保护或 主二保护
	RCS-931	复用光纤		

最常见的纵联保护通道：

1. 220kV 线路纵联保护通道大部分采用的是光纤通道,且优先采用复用 2M 光纤通道。要求两套纵联保护通道的路由相互独立,保护装置及接口装置具有地址识别功能。
2. 20km 及以下短线路应配置两套完全独立的全线速动保护,至少配置一套电流差动保护,通道优先采用专用光纤传输方式。

四、220kV 线路重合闸

在电力系统的线路故障中,架空线路故障大部分都是瞬时性故障,当线路被断路器迅速断开以后,电弧立即熄灭,故障点的绝缘强度重新恢复。此时,如果把断开的线路断路器再合上,就能够恢复正常的供电。因此,在线路被断开以后再进行一次合闸,就能在多数情况下重合成功,从而提高了供电的可靠性和连续性。

1. 起动方式

自动重合闸装置是高压线路的自动装置。其起动方式有两种,即保护起动和不对应起动。

当线路故障,保护动作跳闸的同时,起动重合闸装置,重合闸起动后,待断路器跳闸后,经一个延时,发出合闸脉冲,这种起动方式为保护起动。在线路正常运行时,如发生开关偷跳,装置可以根据开关的控制状态与开关实际位置的不对应,起动重合闸,发出合闸脉冲,这种方式为不对应起动。

2. 重合闸方式

根据有关的规程和要求,重合闸装置必须具备以下几种重合闸方式可供选择：

- (1) 单重方式：当线路发生单相故障时,继电保护动作跳闸,跳闸的同时起动重合闸。断路器跳闸后,经单重时间,装置发出合闸脉冲进行单相重合闸,而未发生故障的两相在重

合闸周期内仍然继续运行。若单相重合闸不成功或线路发生相间故障，保护动作跳三相，虽然保护动作的同时，发出了起动重合闸的命令信号，但由于选定方式为“单重”，当断路器三相跳闸时，重合闸装置闭锁重合闸，不发合闸脉冲，这就保证了单相跳闸能重合，三相跳闸不重合。

(2) 三重方式：选择三重方式时，无论线路发生单相或相间故障，继电保护装置均将线路三相断路器同时跳开，然后起动自动重合闸，再同时重新合三相断路器。

(3) 综重方式：当线路发生单相故障时，切除故障相，实现一次单相重合闸；当线路发生各种相间故障时，则切除三相，实现一次三相重合闸。

(4) 停用方式：当选择重合闸为停用时，重合闸回路被放电，装置闭锁重合闸。无论线路发生单相或相间故障，均使断路器跳三相不重合。

惠州 LNG 电厂目前根据电网调度的要求，投入单重方式。

3. 重合时间

重合闸装置在断路器跳闸之后，需要经一个延时，再发出合闸脉冲。这是考虑躲开断路器跳闸时间和故障点的熄弧时间，再加一个可靠系数，以保证重合时，故障已确实消失。重合闸装置中的重合时间分为三重时间和单重时间两种，应分别整定。一般单重时间较长，三重时间较短。

4. 线路重合闸

在 PRC31-02 线路保护屏和 PRC02-24（或 PRC31BM-06）线路保护屏两屏均投入运行的情况下，需投入线路重合闸时，两屏重合闸可同时投入运行，两屏重合闸压板投入，两屏上的重合闸方式开关应切换在相同的位置；若只起用单屏重合闸，则只投入该屏重合闸压板，并将该屏重合闸方式选择开关切换至相应位置，另外一线路保护屏的重合闸压板退出，重合闸方式开关切换至“停用”位置。

(1) 投入线路重合闸操作。投入线路重合闸功能压板及出口压板，将重合闸方式选至“单重”、“三重”或“综重”位置，如果选择“单重”方式，则还需退出沟通三跳压板。

(2) 退出线路重合闸操作。投入沟通三跳压板，退出重合闸功能压板及出口压板，重合闸按钮打至“停用”位置。

第二节 220kV 母线保护

惠州 LNG 电厂母线保护装置采用的是深圳南瑞科技股份有限公司生产的 BP-2B 型计算机母线保护装置。保护的配置与一期双母线接线方式相适应，可以实现母线差动保护、母联充电保护、母联过电流保护、母联失灵（或死区）保护以及断路器失灵保护出口等功能。BP-2B 母线保护由保护元件、闭锁元件和管理元件三大系统组成。各系统独立工作，相互配合，完成对故障的判断、切除以及人机交互、通信管理功能。

母线保护装置由 A、B、C 三块屏组成，其中 A 屏、B 屏的配置完全相同，为两套各自独立的 BP-2B 计算机母线差动保护屏，C 屏为 BP-2B 计算机母线失灵保护屏。

一、母线保护的配置

- (1) 母线差动保护；
- (2) 母联死区保护；

- (3) 母联失灵保护；
- (4) 母联非全相保护；
- (5) 母联充电保护；
- (6) 母联过电流保护；
- (7) 断路器失灵保护。

二、母线保护原理介绍

母线是电厂中最重要的电气设备之一，起着汇集和分配电能的作用。母线上连接的设备多、电气接线复杂、电压等级高、与电网联系紧密，因此，母线故障的性质一般比较严重，对电力系统的安全危害较大。母线故障开始阶段多数表现为单相接地故障，而随着电弧的移动，故障往往发展为两相或三相接地短路。母线上连接元件的后备保护虽然可以切除母线故障，但时间较长，系统电压长时间降低，会破坏系统稳定性。综上所述，装设能够快速、准确、有选择的切除故障的母线保护是十分必要的。

(一) 母差保护原理

各种类型的母线保护就其对母线接线方式、电网运行方式、故障类型以及故障点过渡电阻等方面的适应性来说，仍以按电流差动原理构成的母线保护为最佳，母线差动保护是电力系统发电厂及变电站高压母线的主保护。

1. 母线差动回路的构成

母线差动回路由母线大差动和各段母线的小差动所组成。

母线大差动：除母联断路器和分段断路器以外的母线所有其余支路构成的大差动回路，大差不受母线运行方式的影响。母线大差用于判别母线区内和区外故障。

各段母线小差动：与该段母线相连的各支路电流构成的差动回路，其中包括与该段母线相关联的母联断路器和分段断路器。小差元件与各支路隔离开关位置有关，软件自动识别，对小差电流实时组合。各段母线小差用于故障母线的选择。

CT 极性规定：支路 CT 极性为母线侧；母联断路器为Ⅱ母侧。

如图 7-1 所示。

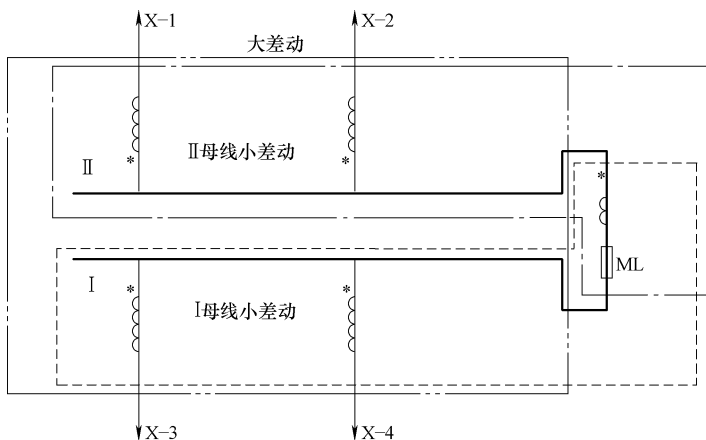


图 7-1 母差保护原理简图

I 母线小差动差动电流： $I_{d1} = |I_3 + I_4 - I_M|$

Ⅱ 母线小差动差动电流: $I_{d2} = |I_1 + I_2 + I_M|$

母线大差动差动电流: $I_d = |I_1 + I_2 + I_3 + I_4|$

式中 I_1 ——X-1 支路电流;

I_2 ——X-2 支路电流;

I_3 ——X-3 支路电流;

I_4 ——X-4 支路电流;

I_M ——流过母联的电流。

2. 母差保护的原理

规定了 CT 的正极性端在母线侧, 电流参考方向定为由线路流向母线为正方向后。正常运行时, 在母线所有连接元件中, 流入的电流和流出的电流相等。即: $\sum I = |I_1 + I_2 + I_3 + I_4| = 0$ 。

(1) 母差保护范围外故障时, 如线路 3 上发生故障, 如图 7-2 所示, 此时线路 1、2、4 短路电流是流向母线, 为正值, 线路 3 电流是流出母线, 为负值。把母线看成电路上的一个结点, 由基尔霍夫电流定律, 通过某一结点的所有支路电流代数数和等于零, 所以差动电流为零, 差动保护不动作。

$$I_d = |I_1 + I_2 + I_3 + I_4| = 0$$

此时

$$|I_3| = |I_1 + I_2 + I_4|$$

(2) 母差保护范围内故障时, 如图 7-3 所示, 各元件实际短路电流都是由线路流向母线, 和参考方向一致, 都是正值, 此时差动电流很大, 差动保护动作。

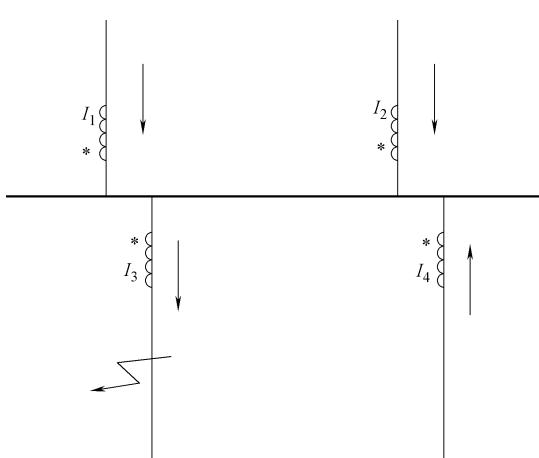


图 7-2 母差保护范围外故障图

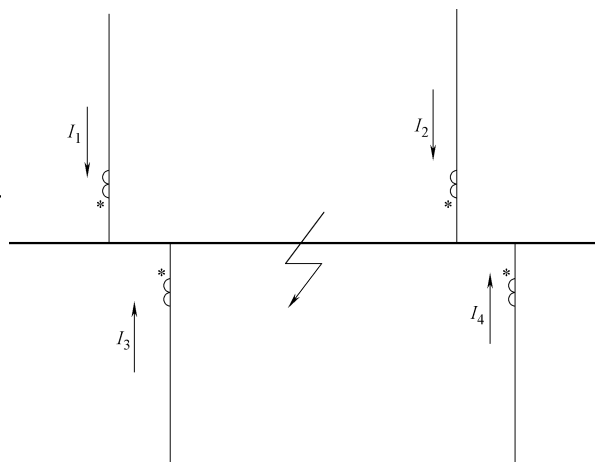


图 7-3 母差保护范围内故障图

此时

$$I_d = I_1 + I_2 + I_3 + I_4$$

为了防止由于差动保护或断路器失灵保护的出口回路被误碰或出口继电器损坏等原因导致母线保护动作, 增加了复合电压闭锁。

3. 母差保护逻辑框图 (见图 7-4)

双母线的母差保护, 根据目前的母差保护原理, 在一次系统转换运行方式的过程中, 应投入互联功能。因为在倒闸操作时, 两条母线的隔离开关跨接在两母线之间, 如果这时母线发生故障, 母差保护无法正确判断。因此, 这时应投入互联方式, 即非选择方式, 不进行故

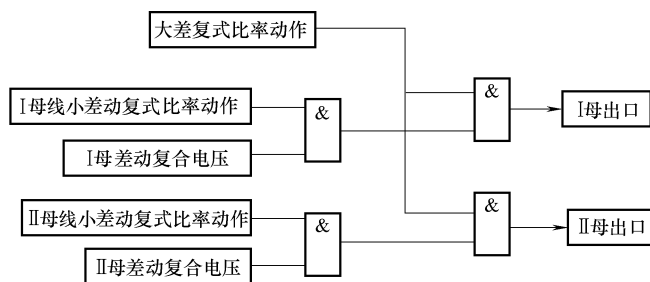


图 7-4 母差保护逻辑框图

障母线的选择，一旦发生故障同时切除两段母线上的所有单元。

（二）母联死区保护、失灵保护

1. 母联死区保护

母线并列运行时，当故障发生在母联开关与母联 CT 之间时，母联断路器侧母线段跳闸出口无法切除该故障，而 CT 侧母线段的小差元件不会动作，这种情况称之为死区故障。

（1）如图 7-5 所示，母线并列运行时，当故障点在母联断路器 LK 与母联 CT 之间时，大差起动，I 母线小差动不动作，II 母线小差动动作跳母联断路器 LK、支路 3L、4L，但故障仍然存在。由于母差已动作于 II 母，母联断路器 LK 已跳开，大差不返回，母联 CT 有电流，判死区故障，经延时闭锁母联 CT，母联电流不计入小差，跳 I 母的 1L、2L。

（2）如图 7-6 所示，母线分列运行时，因为母联 CT 已闭锁，此时母联电流不计入小差，所以保护可直接跳故障母线，避免了故障切除范围的扩大。

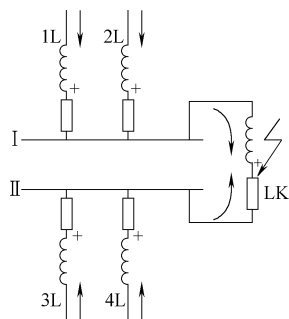


图 7-5 死区故障保护原理

图 1（双母并列运行）

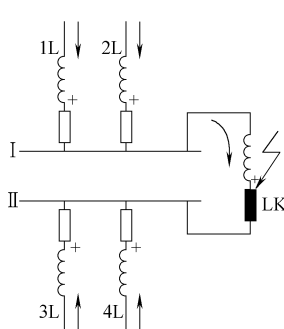


图 7-6 死区故障保护原理

图 2（双母分列运行）

上述两个保护有共同之处，即故障点在母线上，跳母联断路器经延时后，大差元件不返回且母联 CT 仍有电流，跳两段母线。

2. 母联失灵保护

当保护向母联断路器发跳闸指令后，经整定延时母联电流仍然大于母联失灵电流定值时，母联失灵保护经两母线电压闭锁后切除两母线上所有连接元件。只有母差保护和母联充电保护才起动母联失灵保护。

如图 7-7 所示，当 I 母故障时，母线大差起动，I 母线小差动动作跳支路开关 1L、2L，但母联断路器 LK 应跳而未跳开，母联失灵过电流，经延时闭锁母联 CT，II 母线小差动有电流，母差保护动作跳支路开关 3L、4L。母联失灵保护、死区故障保护实现逻辑框图

见图 7-8。

(三) 母联充电保护

双母接线主接线的其中一条母线停电检修后，可以通过母联断路器对检修母线充电以恢复双母运行。此时投入母联充电保护，当检修母线有故障时，可跳开母联断路器，切除故障。

母联充电保护的起动需同时满足三个条件：

- 1) 母联充电保护压板投入；
- 2) 其中一条母线已失压，且母联断路器已断开；
- 3) 母联电流从无到有。

母联充电保护逻辑框图如图 7-9 所示。

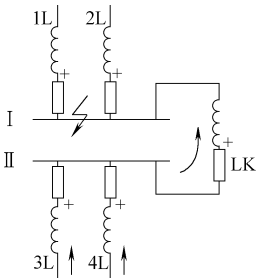


图 7-7 母差失灵保护原理图

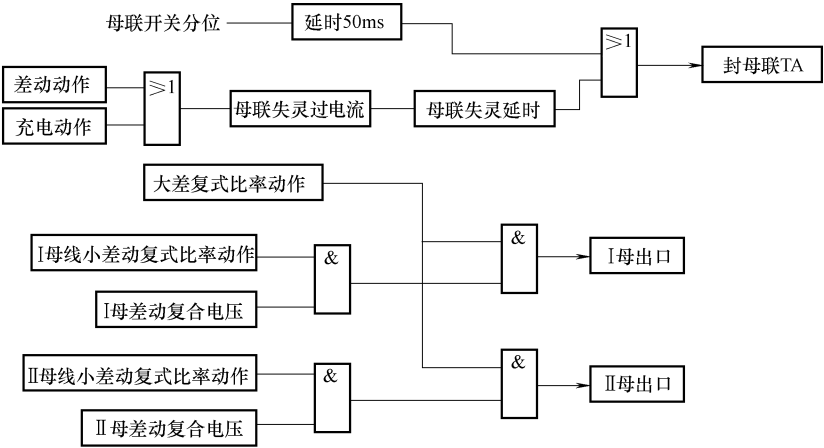


图 7-8 母联失灵保护、死区故障保护实现逻辑框图

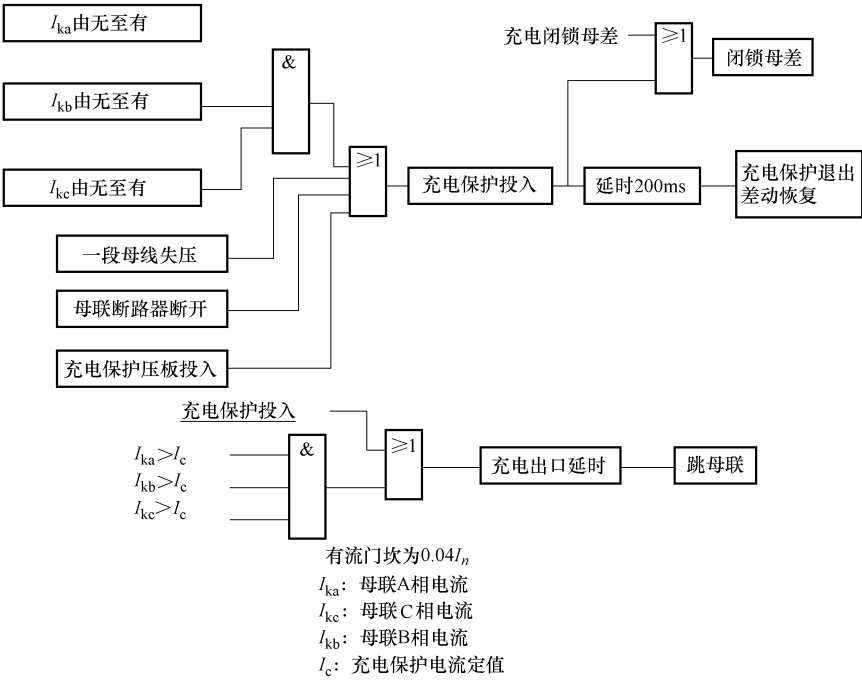


图 7-9 母联充电保护逻辑框图

母联充电保护投入后，当母联任意一相电流大于充电电流定值，经整定延时跳开母联断路器，不经复合电压闭锁。充电保护投入期间是否闭锁差动保护可设置保护控制字的相关项进行选择。

(四) 母联过电流保护

母联过电流保护可以作为母线解列保护，也可以作为线路（变压器）的临时应急保护。

母联过电流保护压板投入后，当母联任一相电流大于母联过电流定值，或母联零序电流大于母联零序过电流定值时，经可整延时跳开母联断路器，不经复合电压闭锁。

母联过流保护逻辑框图如图 7-10 所示。

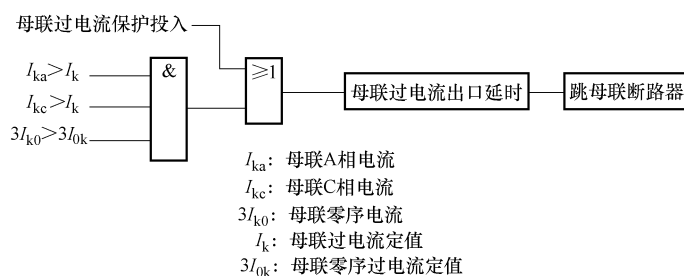


图 7-10 母联过电流保护逻辑框图

(五) 电流回路断线闭锁

母差 CT 断线差电流大于 CT 断线定值，延时 9s 发 CT 断线告警信号，同时闭锁母差保护。电流回路正常后，0.9s 自动恢复正常运行。CT 断线逻辑框图见图 7-11。

母联电流回路断线，并不会影响保护对区内、区外故障的判别，只是会失去对故障母线的选择性。因此，母联断路器电流回路断线不需要闭锁差动保护，只需转入母线互联（单母方式）即可。母联电流回路正常后，需手动复归恢复正常运行。由于母联断路器的电流不计入大差，母联电流回路断线时上一判据并不会满足。而此时与该母联断路器相连的两段母线小差电流都会越限，且大小相等、方向相反。

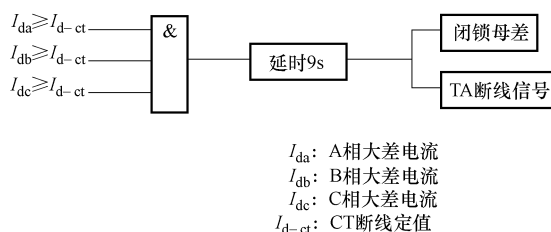


图 7-11 CT 断线逻辑框图

母联断路器 CT 断线逻辑框图如图 7-12 所示。



图 7-12 母联断路器 CT 断线逻辑框图

(六) 电压回路断线告警

任何一段非空母线差动电压闭锁元件动作后延时 9s 发 PT 断线告警信号。除了该段母线的复合电压元件将一直动作外，对保护没有其他影响。

(七) 断路器失灵保护

断路器失灵保护是指当故障线路或元件的继电保护装置动作发出跳闸脉冲后，断路器拒

动作时，能够以较短的时限切除同一变电站内其他相关断路器，以使停电限制在最小范围的一种近后备保护。

断路器失灵起动接入母线保护盘有两种方式：

(1) 第一种接入方式：接入的量包括其他保护跳闸接点闭合和该断路器依然有电流两个信息，然后由母线保护装置经复合电压闭锁发跳闸命令。

(2) 第二种接入方式：接入的量只是其他保护跳闸接点闭合的信息，判断该断路器是否有电流、是否有负序或零序电流、该连接元件接在哪条母线以及复合电压闭锁和计延时工作都由母线保护装置完成。

常用的为第一种接入方式。

1. 外部起动母联失灵保护

若有外部母联保护装置动作于母联断路器失灵，由该母联保护的失灵起动装置提供一个失灵起动接点给本装置。本装置检测到外部母联失灵起动接点闭合后，起动母联断路器失灵出口逻辑，当母联电流大于母联失灵定值（同母联失灵保护中的定值），经失灵复合电压闭锁，按可整定的‘母联失灵延时’跳开 I 母线或 II 母线连接的所有断路器。

母联外部失灵起动逻辑框图如图 7-13 所示。

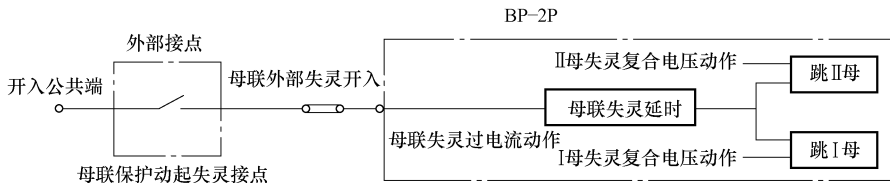


图 7-13 母联外部失灵起动逻辑框图

2. 断路器失灵保护

断路器失灵保护可以与母线保护共用跳闸出口，采用自带电流检测元件方式。

当母线所连的某断路器失灵时，由该线路或元件的失灵起动装置提供一个失灵起动接点给本装置。本装置检测到某一失灵起动接点闭合，且该元件电流三相任一相过电流（可整定是否也经零序电流或负序电流过电流），起动该断路器所连的母线段失灵出口逻辑，经失灵复合电压闭锁，按可整定的‘失灵出口延时 1’跳开联络开关，‘失灵出口延时 2’跳开该母线连接的所有断路器。

对于变压器或发变组间隔，设置“解除失灵保护电压闭锁”的开入接点。如某支路失灵整定为不经电压闭锁，当该支路起动失灵保护开关接点和“解除失灵保护电压闭锁”的开入接点同时动作后，自动实现解除该支路所在母线的失灵保护电压闭锁。

若没有失灵起动装置，本装置本身可以实现检测断路器失灵的过电流元件。将元件保护的跳闸接点引入装置。分相跳闸接点则分相检测电流，三相跳闸接点则检测三相电流。对于 220kV 系统，母差装置引入线路保护的三跳接点和单跳接点以及变压器保护的三跳接点。

失灵过电流逻辑框图如图 7-14 所示。

3. 失灵电压闭锁元件

失灵的电压闭锁元件，与差动的电压闭锁类似，也是以低电压（线电压）、负序电压和 3 倍零序电压构成的复合电压元件。只是使用的定值与差动保护不同，需要满足线路末端故

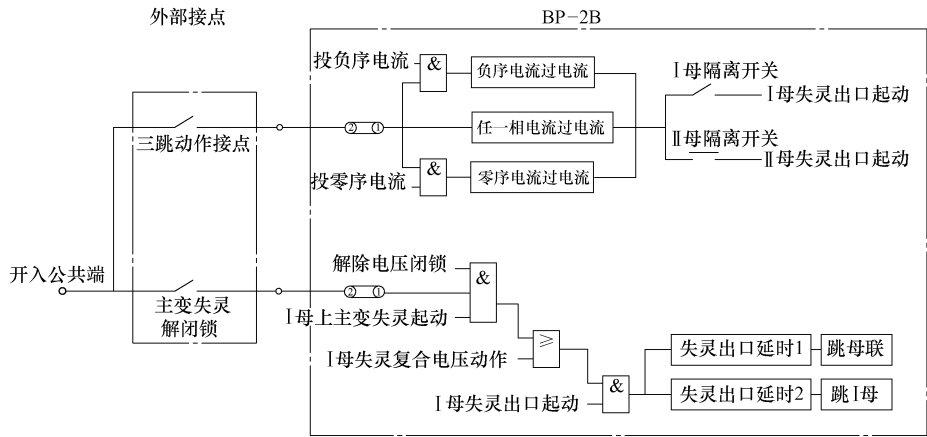


图 7-14 失灵过电流逻辑框图

障时的灵敏度。同样失灵出口动作，需要相应母线段的失灵复合电压元件动作。

（八）母线分列运行的说明

对于分段母线（双母线或单母分段），当母线断路器断开，母线分列运行时，需要考虑以下两种情况。

如图 7-15 所示，母线分列运行时，II 母故障，I 母上的负载电流仍然可能流出母线。特别是在 I、II 母线分别接大、小电源或者母线上有近距离双回线时，电流流出母线的现象特别严重。此时，大差灵敏度下降。因此，装置的大差比率元件采用 2 个定值，母线并列运行时，用比率系数高值；母线分列运行时，用比率系数低值。装置根据母线运行状态自动切换定值。

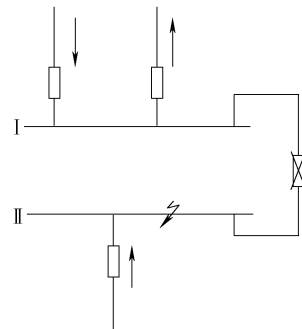


图 7-15 母线分列运行 II 母故障

如图 7-16 所示，母线分列运行时，死区故障，故障点位于母联的开关和 CT 之间。装置直接封母联 CT，此时差动保护只出口跳 II 母。

装置通过自动和手动两种方式判别母线是并列运行还是分列运行。自动方式是将母联（分段）断路器的常开和常闭辅助接点引入装置的端子，若开关的常开和常闭接点不对应，装置默认为开关合，同时发开入异常告警信号；手动方式是运行人员在母联（分段）断路器断开后，投“母线分列压板”，在合母联（分段）断路器前，退出该压板。以上两种方式中，手动方式优先级最高。即若投“母线分列压板”，装置认为母线分列运行；若退“母线分列压板”，装置根据自动方式判别母线运行状态。

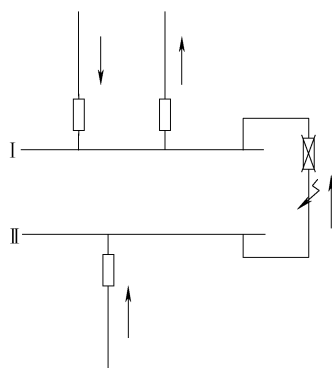


图 7-16 母线分列运行死区故障

三 母线保护装置的运行与维护

保护装置正常运行时，液晶屏显示母线一次主接线图和装置状态信息，相应的电源开关应合上，保护切换把手切换至对应位置，面板上监视装置电源、运

行和通讯状态的指示灯应闪亮，面板上所有告警灯熄灭。具体运行状态如表 7-3 所示。

表 7-3 母线保护装置的具体运行状态说明 1

序号	设备名称	运行状态说明
1	直流电源开关	保护装置投入运行,直流电源开关应合上
2	交流电压断路器	保护装置投入运行,交流电压断路器应合上
3	交流电源断路器	保护装置投入运行,交流电源断路器应合上
4	保护切换把手 QB (指母线保护屏上的)	母线差动保护投入时切换至“差动投”位置; 母线差动保护退出时切换至“差动退”位置
5	保护切换把手 QB (指失灵保护屏上的)	母线失灵保护投入时切换至“失灵投”位置; 母线失灵保护退出时切换至“失灵退”位置
6	“保护电源”灯	正常运行时闪亮,表示保护元件工作电源正常
7	“保护运行”灯	正常运行时闪亮,表示保护元件工作正常
8	“保护通信”灯	正常运行时闪亮,表示保护主机与管理机之间通信正常
9	“保护复位”按钮	按下按钮可使保护主机强行复位,运行人员未经允许不能操作
10	“闭锁电源”灯	正常运行时闪亮,表示闭锁元件工作电源正常
11	“闭锁运行”灯	正常运行时闪亮,表示闭锁元件工作正常
12	“闭锁通信”灯	正常运行时闪亮,表示闭锁主机与管理机之间通信正常
13	“闭锁复位”按钮	按下按钮可使闭锁主机强行复位,运行人员不操作
14	“管理电源”灯	正常运行时闪亮,表示管理机与液晶显示使用的电源正常
15	“操作电源”灯	正常运行时闪亮,表示操作回路使用的电源正常
16	“对比度”按钮	用于调节液晶显示屏的亮度
17	“管理复位”按钮	按下按钮可使管理机强行复位,运行人员未经允许不能操作

当母线倒闸操作或是母线一次设备故障以及母线保护装置自身故障时，装置上相应的告警信号灯点亮，具体运行状态说明如表 7-4 所示。

表 7-4 母线保护装置运行状态说明 2

装置指示灯	液晶界面显示	可能原因	导致的后果
“CT 断线”亮	装置告警记录	CT 电流比设置错误	闭锁差动保护
		CT 极性接反	
		接入母差装置的 CT 断线	
		其他持续使差电流大于 CT 断线定值的情况	
“PT 断线”亮,对应母线的差动开放、失灵开放灯亮	电压闭锁记录 装置告警记录	电压相序接错	保护元件中该段母线失去电压闭锁
		PT 断线	
		母线停运	
		保护元件电压回路异常	
“互联”亮	母线互联信息	倒母线操作中,母线处于经隔离开关互联的状态	保护进入无选择状态,母差保护动作直接切除互联的母线
		投入互联压板	

(续)

装置指示灯	液晶界面显示	可能原因	导致的后果
“互联”亮	母线互联信息	保护控制字中强制母线互联设置为“投”	保护进入无选择状态,母差保护动作直接切除互联的母线
		母联断路器 CT 断线	
“开入异常”亮	事件记录和开入校验信息	隔离开关辅助接点与一次系统不对应	装置将自动修正,若不能自动修正则告警
		失灵接点误起动主变失灵解锁闭锁误起动	闭锁失灵出口
		母联断路器的常开与常闭接点不对应	默认联络开关处于合位
		误投“分列运行”压板	保护进入母线分列运行状态
“开入变位”亮	事件记录和运行方式变位记录,主界面自动刷新	隔离开关辅助接点变位	装置响应外部开入量的变化
		母联断路器接点变位	
		失灵起动接点变位	
“闭锁异常”亮	自检记录	闭锁元件硬件故障	闭锁元件退出
“保护异常”亮	自检记录	保护元件硬件故障	保护元件退出
“出口退出”亮	保护控制字显示	保护控制中出口接点被设为退出状态	保护动作后只发信号,不能出口跳闸
“母联过电流”亮	具体的保护动作信息	母联过电流保护动作	保护跳母联断路器
“充电动作”亮	具体的保护动作信息	母线充电保护动作	保护跳母联断路器
“差动动作”亮,对应母线段的差动动作、差动开放、失灵开放灯亮	具体的保护动作信息	母线差动保护动作	保护跳母联断路器和切除相应的故障母线
“失灵动作”亮,对应母线段的失灵动作、差动开放、失灵开放灯亮	具体的保护动作信息	母线失灵(或死区)保护动作	若母联断路器失灵(或死区发生故障),则保护动作切除所有经母联开关连接的母线
			若连接于母线上的其余开关失灵则保护动作跳母联开关,切除失灵开关所在母线

- 注：1. 对应母线段的差动动作、差动开放、失灵开放灯是指液晶显示屏左侧的“差动动作Ⅰ”、“差动开放Ⅰ”、“失灵开放Ⅰ”灯（对应Ⅰ母），以及“差动动作Ⅱ”、“差动开放Ⅱ”、“失灵开放Ⅱ”灯（对应Ⅱ母）；“差动动作Ⅲ”、“差动开放Ⅲ”、“失灵开放Ⅲ”灯备用。
2. 当来“装置异常”中央信号，同时“闭锁异常”、“保护异常”灯亮时，应立即退出相应的保护装置，联系继电保护人员进行检查处理。
3. 当来“开入异常”中央信号，同时“开入异常”灯亮时，若不是因运行人员误投“分列运行”压板引起，则联系继电保护人员进行检查处理。
4. 当来“PT断线”中央信号，同时“PT断线”灯亮时，若不能复归信号，应及时联系继电保护人员进行检查处理。
5. 当来“CT断线”中央信号，同时“CT断线”灯亮时，若不能复归信号，应立即退出相应的保护装置，联系继电保护人员进行检查处理。

第三节 220kV 线路保护及母线保护压板投退清单

一、220kV 线路保护压板投退清单

(一) PRC31-02 线路保护屏（见表 7-5）

表 7-5 PRC31-02 线路保护屏压板投退清单

编号	压板名称	正常状态	压板功能及投退简要说明
1LP1	A 相跳闸出口压板	√	保护出口起动断路器第一组 A、B、C 三相分相跳闸回路
1LP2	B 相跳闸出口压板	√	
1LP3	C 相跳闸出口压板	√	
1LP4	合闸出口压板	√	本屏保护出口起动重合闸
1LP5	A 相跳闸出口压板	√	保护出口起动断路器第二组 A、B、C 三相分相跳闸回路
1LP6	B 相跳闸出口压板	√	
1LP7	C 相跳闸出口压板	√	
1LP9	A 相失灵起动压板	√	本屏保护出口跳 A 相起动失灵回路
1LP10	B 相失灵起动压板	√	本屏保护出口跳 B 相起动失灵回路
1LP11	C 相失灵起动压板	√	本屏保护出口跳 C 相起动失灵回路
1LP12	失灵起动压板	√	PRC31-02 屏和 PRC02-24 屏两屏保护起动失灵回路总压板
1LP15	至重合闸压板	√	本屏重合闸起动回路总压板
1LP17	投零序压板	√	投入本屏零序保护
1LP18	投主保护压板	√	投入本屏主保护
1LP19	投距离压板	√	投入本屏距离保护
1LP20	投检修状态压板	×	此压板用于本屏保护装置检修和调试时,断开本屏保护装置与后台监控系统的通信,以减少保护调试信号对后台的干扰 此压板正常运行时退出
1LP21	沟通三跳压板	×	压板投入后,线路无论发生何种故障,保护动作结果都是开关三相跳闸,不重合(选用“单重”方式)

(二) PRC02-24（或 PRC31BM-06）线路保护屏（见表 7-6）

表 7-6 PRC02-24（或 PRC31BM-06）线路保护屏压板投退清单

编号	压板名称	正常状态	压板功能及投退简要说明
1LP1	A 相跳闸出口压板	√	保护出口起动断路器第一组 A、B、C 三相分相跳闸回路
1LP2	B 相跳闸出口压板	√	
1LP3	C 相跳闸出口压板	√	
1LP4	合闸出口压板	√	本屏保护出口起动重合闸

(续)

编号	压板名称	正常状态	压板功能及投退简要说明
1LP5	A 相跳闸出口压板	√	保护出口起动断路器第二组 A、B、C 三相分相跳闸回路
1LP6	B 相跳闸出口压板	√	
1LP7	C 相跳闸出口压板	√	
1LP9	A 相失灵起动压板	√	本屏保护出口跳 A 相起动失灵回路
1LP10	B 相失灵起动压板	√	本屏保护出口跳 B 相起动失灵回路
1LP11	C 相失灵起动压板	√	本屏保护出口跳 C 相起动失灵回路
1LP15	至重合闸压板	√	本屏重合闸起动回路总压板
1LP17	投零序压板	√	投入本屏零序保护
1LP18	投主保护压板	√	投入本屏主保护
1LP19	投距离压板	√	投入本屏距离保护
1LP20	投检修状态压板	×	此压板用于本屏保护装置检修和调试时,断开本屏保护装置与后台监控系统的通信,以减少保护调试信号对后台的干扰 此压板正常运行时退出
1LP21	沟通三跳压板	×	压板投入后,线路无论发生何种故障,保护动作结果都是断路器三相跳闸,不重合(选用“单重”方式)
8LP1	跳闸 1 压板	√	失灵起动装置的充电、非全相、过电流保护出口起动开关第一组跳闸回路
8LP2	跳闸 2 压板	√	失灵起动装置的充电、非全相、过电流保护出口起动开关第二组跳闸回路
8LP3	三相起动失灵压板	√	PRC31-02 屏和 PRC02-24 (或 PRC31BM-06) 屏两屏保护出口三相跳闸起动失灵回路总压板
8LP5	投非全相运行压板	√	投入失灵起动装置非全相运行保护
8LP7	投检修状态	×	此压板用于失灵起动装置检修和调试时,断开失灵起动装置与后台监控系统的通信,以减少调试信号对后台的干扰。此压板正常运行时退出
8LP9	失灵总压板	√	PRC31-02 屏和 PRC02-24 (或 PRC31BM-06) 屏两屏保护出口起动失灵回路总压板

注：1. “√”表示正常运行投入，“×”表示正常运行时退出；

2. 各屏上的压板投入、退出，以及重合闸方式开关 1QK 的操作均应按调度命令执行；

3. 关于失灵压板的投退：

(1) 各屏上失灵压板（PRC31-02 线路保护屏上 1LP9 压板、1LP10 压板、1LP11 压板、1LP12 压板；PRC02-24 或 PRC31BM-06 线路保护屏上 1LP9 压板、1LP10 压板、1LP11 压板、8LP3 压板、8LP9 压板）在线路送电准备合断路器前应投入；

(2) 在 PRC31-02 线路保护屏和 PRC02-24（或 PRC31BM-06）线路保护屏两屏均投入运行的情况下，需投入起动失灵回路压板时，应将两屏上失灵压板投入，同时投入 BP-2B 计算机母线失灵保护屏上对应的断路器失灵起动压板；退出起动失灵回路压板时，应将两屏上失灵压板退出。

(3) 在 PRC31-02 线路保护屏单屏运行，需投入起动失灵回路压板时，应投入本屏上失

灵压板和 PRC02-24（或 PRC31BM-06）线路保护屏上三相起动失灵压板 8LP3、失灵总压板 8LP9、BP-2B 计算机母线失灵保护屏上对应的断路器失灵起动压板；同时，应将 PRC02-24（或 PRC31BM-06）线路保护屏上失灵起动装置（RCS-923A）直流电源开关 8K 合上；

（4）在 PRC02-24（或 PRC31BM-06）线路保护屏单屏运行，需投入起动失灵回路压板时，应投入本屏上失灵压板和 PRC31-02 线路保护屏上 1LP12 压板及 BP-2B 计算机母线失灵保护屏上对应的断路器失灵起动压板。

二、220kV 母线保护压板投退清单

（一）BP-2B 计算机母线差动保护屏（见表 7-7）

表 7-7 BP-2B 计算机母线差动保护屏压板投退清单

编 号	压 板 名 称	正 常 状 态	压板功能及投退简要说明
LP11	跳母联开关 1 出口 1 压板	√	保护出口起动母联断路器 1 第一组跳闸回路
LP31	跳母联开关 1 出口 2 压板	√	保护出口起动母联断路器 1 第二组跳闸回路
LP12	跳#1 主变出口 1 压板	√	保护出口起动 2201 断路器第一组跳闸回路
LP32	跳#1 主变出口 2 压板	√	保护出口起动 2201 断路器第二组跳闸回路
LP13	跳#2 主变出口 1 压板	√	保护出口起动 2202 断路器第一组跳闸回路
LP33	跳#2 主变出口 2 压板	√	保护出口起动 2202 断路器第二组跳闸回路
LP15	跳#3 主变出口 1 压板	√	保护出口起动 2203 断路器第一组跳闸回路
LP35	跳#3 主变出口 2 压板	√	保护出口起动 2203 断路器第二组跳闸回路
LP16	跳启备变出口 1 压板	√	保护出口起动 2208 断路器第一组跳闸回路
LP36	跳启备变出口 2 压板	√	保护出口起动 2208 断路器第二组跳闸回路
LP18	跳昭风甲线出口 1 压板	√	保护出口起动 2280 断路器第一组跳闸回路
LP38	跳昭风甲线出口 2 压板	√	保护出口起动 2280 断路器第二组跳闸回路
LP19	跳昭风乙线出口 1 压板	√	保护出口起动 2281 断路器第一组跳闸回路
LP39	跳昭风乙线出口 2 压板	√	保护出口起动 2281 断路器第二组跳闸回路
LP21	跳昭千甲线出口 1 压板	√	保护出口起动 2878 断路器第一组跳闸回路
LP41	跳昭千甲线出口 2 压板	√	保护出口起动 2878 断路器第二组跳闸回路
LP22	跳昭千乙线出口 1 压板	√	保护出口起动 2879 断路器第一组跳闸回路
LP42	跳昭千乙线出口 2 压板	√	保护出口起动 2879 断路器第二组跳闸回路
LP23	跳昭炼线出口 1 压板	√	保护出口起动 2282 断路器第一组跳闸回路
LP43	跳昭炼线出口 2 压板	√	保护出口起动 2282 断路器第二组跳闸回路
LP-71	I 母和 II 母互联压板	×	此压板投入后，若母差保护动作则直接切除 I 母和 II 母 倒母线操作时，在 I 母和 II 母经隔离开关互联之前投入此压板，倒母线操作完成后退出
LP-77	母联断路器 1 分列运行压板	×	此压板投入后装置默认 I 母和 II 母处于分列运行的状态 I 母和 II 母分列运行的倒闸操作时，在母联断路器 1 断开后投入此压板；恢复双母运行时，在合母联断路器 1 前，退出此压板

(续)			
编 号	压 板 名 称	正 常 状 态	压板功能及投退简要说明
LP-78	充电保护投入压板	×	一段母线经母联断路器对另一段母线或线路充电前,投入充电保护压板,充电完成后停用充电保护压板 若充电时被充电元件存在故障,充电保护动作于母联断路器跳闸
LP-79	母联断路器 1 过电流保护压板	×	I 母(II 母)经母联断路器对 II 母(I 母)或线路 充电前,以及母联断路器 1 串送断路器前投入此压板,操作结束,恢复正常运行方式后退出。若充电或是串送过程中发生故障,过电流保护动作于母联断路器 1 跳闸

(二) BP-2B 计算机母线失灵保护屏 (见表 7-8)

表 7-8 BP-2B 计算机母线失灵保护屏压板投退清单

编 号	压 板 名 称	正 常 状 态	压板功能及投退简要说明
LP11	跳母联断路器 1 出口 1 压板	√	保护出口启动母联断路器 1 第一组跳闸回路
LP31	跳母联断路器 1 出口 2 压板	√	保护出口启动母联断路器 1 第二组跳闸回路
LP12	跳#1 主变出口 1 压板	√	保护出口启动 2201 断路器第一组跳闸回路
LP32	跳#1 主变出口 2 压板	√	保护出口启动 2201 断路器第二组跳闸回路
LP13	跳#2 主变出口 1 压板	√	保护出口启动 2202 断路器第一组跳闸回路
LP33	跳#2 主变出口 2 压板	√	保护出口启动 2202 断路器第二组跳闸回路
LP15	跳#3 主变出口 1 压板	√	保护出口启动 2203 断路器第一组跳闸回路
LP35	跳#3 主变出口 2 压板	√	保护出口启动 2203 断路器第二组跳闸回路
LP16	跳启备变出口 1 压板	√	保护出口启动 2208 断路器第一组跳闸回路
LP36	跳启备变出口 2 压板	√	保护出口启动 2208 断路器第二组跳闸回路
LP18	跳昭风甲线出口 1 压板	√	保护出口启动 2280 断路器第一组跳闸回路
LP38	跳昭风甲线出口 2 压板	√	保护出口启动 2280 断路器第二组跳闸回路
LP19	跳昭风乙线出口 1 压板	√	保护出口启动 2281 断路器第一组跳闸回路
LP39	跳昭风乙线出口 2 压板	√	保护出口启动 2281 断路器第二组跳闸回路
LP21	跳昭千甲线出口 1 压板	√	保护出口启动 2878 断路器第一组跳闸回路
LP41	跳昭千甲线出口 2 压板	√	保护出口启动 2878 断路器第二组跳闸回路
LP22	跳昭千乙线出口 1 压板	√	保护出口启动 2879 断路器第一组跳闸回路
LP42	跳昭千乙线出口 2 压板	√	保护出口启动 2879 断路器第二组跳闸回路
LP23	跳昭炼线出口 1 压板	√	保护出口启动 2282 断路器第一组跳闸回路
LP43	跳昭炼线出口 2 压板	√	保护出口启动 2282 断路器第二组跳闸回路
LP-71	I 母和 II 母互联压板	×	此压板投入后,若失灵保护动作则直接切除 I 母和 II 母。 倒母线操作时,在 I 母和 II 母经隔离开关互联之前投入此压板,倒母线操作完成后退出
LP-73	主变失灵解闭锁压板	×	主变失灵解闭锁启动失灵保护回路

(续)

编 号	压 板 名 称	正 常 状 态	压板功能及投退简要说明
LP-51	母联断路器 1 失灵起动压板	√	母联断路器 1 失灵起动母线失灵保护回路
LP-52	#1 主变失灵起动压板	√	2201 断路器失灵起动母线失灵保护回路
LP-53	#2 主变失灵起动压板	√	2202 断路器失灵起动母线失灵保护回路
LP-55	#3 主变失灵起动压板	√	2203 断路器失灵起动母线失灵保护回路
LP-56	启备变失灵起动压板	√	2208 断路器失灵起动母线失灵保护回路
LP-58	昭风甲失灵起动压板	√	2280 断路器失灵起动母线失灵保护回路
LP-59	昭风乙失灵起动压板	√	2281 断路器失灵起动母线失灵保护回路
LP-61	昭千甲失灵起动压板	√	2878 断路器失灵起动母线失灵保护回路
LP-62	昭千乙失灵起动压板	√	2879 断路器失灵起动母线失灵保护回路
LP-63	昭炼线失灵起动压板	√	2282 断路器失灵起动母线失灵保护回路

注：1. “√”表示正常运行投入，“×”表示正常运行时退出。正常运行指Ⅰ母和Ⅱ母双母运行，母联断路器 1 合上。

2. BP-2B 计算机母线失灵保护屏上各断路器失灵起动压板应与对应的保护屏（发变组保护屏、启备变保护屏、线路保护屏）上失灵保护压板同时投入运行。

3. 在一组母线 PT 故障或由于其他原因，需要将其退出运行，而仍维持双母线并列运行方式时；应合上“220kV Ⅰ、Ⅱ组母线电压切换选择开关 BK”，检查监控装置上有“电压互感器切换”信号显示；然后将相应母线上的故障 PT 退出运行。若在合上“220kV Ⅰ、Ⅱ组母线电压切换选择开关 BK”后，检查监控装置上没有“电压互感器切换”信号显示，应立即汇报值长，并通知检修人员检查处理。

第四节 运行经验分享

一、重合闸装置的单重时间和三重时间必须分开整定

当线路发生单相故障跳单相后，由于另外两相与故障相之间存在着互感，同时高压线路对地又存在着电容电流，互感电流和电容电流经故障线路、故障点和电源点形成回路，这个回路中的电流称为“潜供电流”，由于“潜供电流”的存在，延长了故障点的熄弧时间。而线路发生相间故障跳三相后，由于三相都已断开，感应电流、电容电流均不存在，故障点的熄弧时间就很短，重合时间不需要很长，只要保证断路器三相跳开，稍加一点裕度即可。为此，超高压线路的综合重合闸装置的单重时间应考虑“潜供电流”的影响。所以，单重的整定时间应长一些。潜供电流的大小与线路长短、电压等级及线路是否有并联电抗器有关，单重时间的整定应视具体情况而定。

二、沟通三跳压板的功能

在投入“沟通三跳”压板后，其功能有两种，一是任何类型的线路故障，保护装置在接收到任何跳闸信号时，不再选相跳闸，断路器三相同时跳闸；二是当重合闸方式选择“单重”时，闭锁本保护装置的重合闸功能，任何保护动作，断路器三相同时跳闸，不再重合。

当重合闸方式选择“单重”时，此压板必须退出；当线路退出重合闸时，此压板投入。

当线路的两套重合闸只要有一套投入，则该压板就要退出。

三、关于 220kV 继电保护的一些规定

1) 220kV 线路纵联保护在投运状态下，除检测专用收发信机的通道外，未经调度允许，禁止在线路纵联保护通道上进行任何工作。

2) 线路纵联保护、远跳保护两侧装置必须同时投入和退出。

3) 同一套纵联保护的所有通道均退出后，线路两侧纵联保护应退出运行。

4) 220kV 线路纵联保护全部退出运行，原则上停运线路。特殊情况下，因系统原因线路无法停运，若线路两侧全线有灵敏度的后备保护的動作时间可以缩短至满足方式专业确定的稳定要求之内，经调度机构批准后可以实施，该线路可继续运行。

5) 对于 220kV 双母线接线方式，当母差、失灵保护全部退出时，除非必要且经中调核算，一般不对该母线进行倒闸操作；若经中调计算母差、失灵保护停运对系统稳定没有影响，6h 以内可以不用更改厂站对侧后备保护定值。

6) 母差保护电压闭锁异常开放，在等候处理期间，母差、失灵保护可不退出运行。

7) 220kV 断路器间隔失灵起动保护退出时间超过 6h 的，相应断路器应停运。如断路器无法停运，则必须采取临时保护措施。

8) 投、退某保护装置（功能）时，除按要求投、退某保护装置（功能）外，还应投入、退出其起动其他保护、联跳其他设备的功能。

9) 在线路两套纵联保护正常运行条件下，一侧的其中一套更改保护定值若在 10min 内能够完成的，对侧相应的纵联保护可不退出。修改定值的一侧除退出跳闸出口压板外，还应退出该纵联保护功能压板。

10) 当 PT 断线或线路保护无 PT 电压时，对于采用方向元件或阻抗元件的保护必须退出运行。当 PT 回路异常时，采用电流型原理的纵联保护（如光纤差动、导引线差动）可以不退出运行。

11) 220kV 双母线（及双母线单分段、双分段等）接线方式的一次设备在倒闸过程中必须有相应的母差保护投入运行，且投“非选择方式”。

12) 双母线接线的母线保护，应设有电压闭锁元件。

13) 220kV 及以上变压器、发变组的断路器失灵时应起动母线断路器失灵保护。

第八章 UPS 系统

第一节 UPS 系统介绍

一、UPS 系统概述

UPS（Uninterrupted Power Supply）即不间断电源。是以整流器、逆变器、旁路电源为主要组成部分，并含有蓄能装置的不间断电源。惠州 LNG 电厂 UPS 装置主要向下列负载供电：DCS、计算机测控系统、数字式电液调节器、汽轮机监视仪表、电能计费系统、继电保护装置、火灾自动报警系统以及其他自动和保护装置等。惠州 LNG 电厂 UPS 装置供货商为深圳正昌时代电源系统有限公司，每套装置由主机柜、旁路柜、馈线柜三部分组成。其中 UPS 主机（含整流器、逆变器等）、整套设备控制系统、静态开关等为成套进口设备。

（一）全厂 UPS 配置

惠州 LNG 电厂#1 机组、#2 机组、#3 机组、空压机房以及循环水泵房各设置一套 UPS，220kV 升压站设置两套 UPS 单独供电，其中#1 机组、#2 机组、#3 机组 UPS 和空压机房 UPS 及循环水泵房 UPS 直流电源均是由自带蓄电池供给，而 220kV 升压站 UPS 直流电源则是由 110V 直流系统供给；除此之外，惠州 LNG 电厂集控楼公用系统还设置一套双机并联 UPS 系统，其中两台 UPS 主机并列运行，将其输出电源并接在一起共同给负载供电，它们的直流电源共用同一组蓄电池供电，旁路电源也共用同一路。两台集控楼公用 UPS 有主机和从机之分，为保证它们的输出频率一致，从机始终自动跟踪主机的输出频率。单机 UPS 系统单线图见图 8-1。

UPS 自带蓄电池采用 LEOCH 理士铅酸免维护蓄电池。

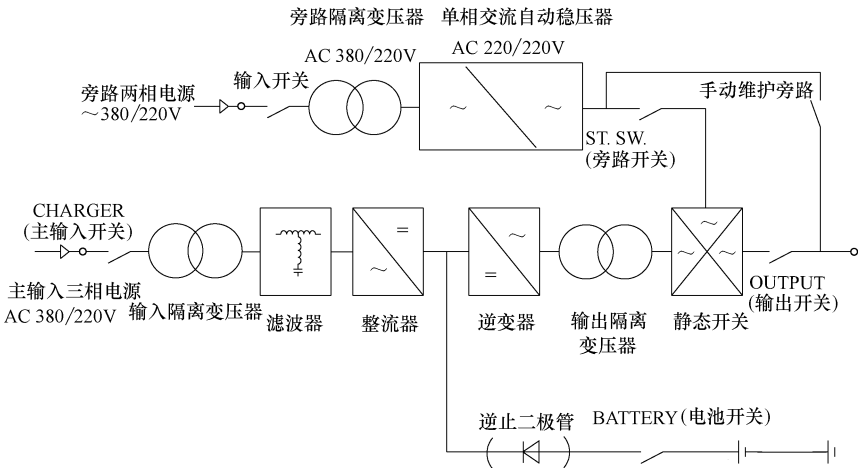


图 8-1 单机 UPS 系统单线图

(二) 单机 UPS 系统介绍

UPS 主输入为三相交流电源，输出为稳定的单相交流电源。主回路电源经过主输入开关、输入隔离变压器、滤波器、整流器、逆变器、输出隔离变压器、静态开关、输出开关到 UPS 母线；除主回路电源外，UPS 还有另外两路电源作为备用电源：蓄电池电源以及旁路电源。其中蓄电池电源经过电池开关、逆变器、输出隔离变压器、静态开关、输出开关到 UPS 母线；旁路电源经过旁路柜输入开关、旁路隔离变压器、自动稳压器后分为两路：一路经过旁路输入开关、静态开关、输出开关到 UPS 母线；另一路经过手动检修开关直接送电到 UPS 母线。

UPS 系统由主机柜、旁路柜、蓄电池柜、馈线柜组成。

(三) UPS 主机柜组成

1. 整流器：整流器为逆变器提供稳定的直流输入电压。整流器散热片上装有一个监视整流器温度的传感器。

2. 输入隔离变压器：起调压、隔离短路电流、抑制谐波、减小零序电压的作用。输入隔离变压器线圈上安装有监视变压器温度的传感器。

3. 滤波器：滤除来自于厂用电系统的谐波，同时防止 UPS 产生的谐波污染厂用电系统。

4. 逆变器：逆变器将直流电源逆变成交流电源，并实时监测输出的频率和电压，以保证给负载提供稳定的交流电源。逆变器仅具有调频功能，而不具备调压能力。逆变器散热片装有两个监视逆变器温度的传感器。

5. 输出隔离变压器：隔离直流、增强过载保护能力、减小零序电压、滤除负载端谐波。

6. 逆变器驱动板：监测和控制逆变器，主要功能包括逆变器过电流保护，逆变器超温保护，电压、电流、频率、带载电压的调整，电池电压、电流测量以及静态开关接触器的切换控制。

7. 静态开关（静态旁路）：在逆变器过电流、负载冲击过大及功能异常等情况下，逆变器不能继续满足负载的需要时，静态旁路开关就会动作，将负载转由旁路供电。为保证静态开关实现可靠切换，逆变器在运行过程中应该在电压幅值（UPS 设备的电压幅值设定需要人为干预）、频率、相位三方面与旁路保持同步状态。

8. 控制系统：UPS 控制系统包括微处理器板、模拟-数字（A-D）转换器板、电源板、电流和温度传感器等。它完成以下功能：测量主输入、旁路、逆变器、输出电流、输入/输出频率信号、温度、控制逆变器、旁路继电器、控制告警接口、控制面板键盘输入并发送有关信息给前面板 LCD 显示、通过 RS232C 接口与计算机装置通信。

9. 逆止二极管：当蓄能装置不是由蓄电池提供电源，而是由直流母线直接提供电源的 UPS 系统，应在蓄能装置和整流器的输出端之间，装设逆止二极管，以防止 UPS 系统向直流母线倒送电。

(四) UPS 旁路柜组成

1. 旁路隔离变压器：将旁路输入电源电压变换至 UPS 负载所要求的电压，并可以在 UPS 系统发生短路故障时减少对旁路输入系统的影响，另外还有减小零序电压、滤除负载端谐波的作用。

2. 单向交流自动稳压器：每个 UPS 在其旁路电源支路上都装有一个单向交流自动稳压器，它由一个降压/升压变压器及电动伺服驱动调节变压器组成，可就地手动调整旁路输出

电压信号，改变输出电压幅值。

3. 两路旁路电源输入开关，正常时全部合上，由电源自动切换装置自动选择一路旁路电源，故障时自动切换至另一路。

(五) UPS 馈线柜组成

连接所有由 UPS 供电的负载，每路负载均由断路器控制。

二、UPS 系统主要设备简介

(一) 整流器

整流器将三相交流输入电源转变成直流电源，为逆变器提供稳定的直流电源，整流器具有一定的调压能力。整流器具备短路回缩保护的功能，在异常情况下可以将输出电流限制在正常范围内，从而保证 UPS 系统直流母线上的平波电容器、直流熔断器在送电时不被损坏。

整流器采用三相桥式整流电路，主要由整流模块、L-C 电感电容滤波器、平波电容器、直流熔断器、驱动板等组成。

(二) 逆变器

逆变器将直流电源逆变成交流电源，使其输出稳定的交流电源供给负载。逆变器仅具有调频功能，而不具备调压能力。

逆变器电路由 IGBT 桥式逆变模块、驱动板、L-C 电感电容滤波器、输出隔离变压器、CT 以及控制板等组成。

(三) 静态开关

如图 8-2 所示，RA101/102/103 为静态开关接触器组，RA103 的合分由主回路和自动旁路是否满足同期条件决定，若同期条件满足（即频率、相位差小于规定值），RA103 就保持在闭合状态。RA101/102 运行时互锁（只能闭合其一），停机时全分。PC690 为静态开关驱动板，R 为静态开关限流元件，防止并列时的冲击环流损坏静态开关。主回路切自动旁路时，PC690 控制内部晶闸管组使自动旁路瞬时导通供电（经 RA103 支路），待 RA101 分，RA102 合动作完毕才使晶闸管元件截止，返回原断开状态。自动旁路切主回路时，PC690 控制内部晶闸管组使自动旁路瞬时导通供电（经 RA103 支路），待 RA102 分，RA101 合动作完毕才使晶闸管元件截止，返回原断开状态。

只有当下列条件满足时 RA103 才能保持在闭合状态：

- 1) 旁路电源输入电压与逆变器输出电压的频率、相角差在规定范围内。
- 2) 旁路电源输入开关在闭合状态。

(四) 旁路自动稳压器

UPS 旁路自动稳压器由调压电路、控制电路及伺服电机等组成，当旁路输入电压或 UPS 负载发生变化时，由控制电路进行取样、比较、放大，然后驱动伺服电机转动，使调压器电

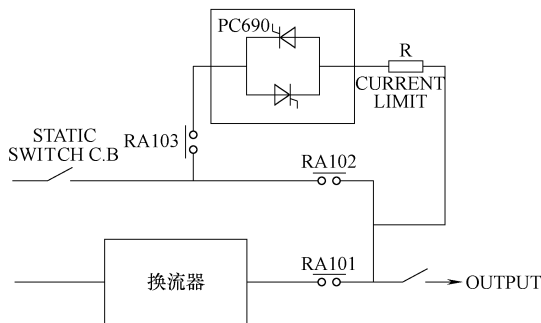


图 8-2 静态开关接线图

刷的位置改变，通过自动调整线圈匝数比，从而保持输出电压的稳定。

第二节 UPS 系统运行方式

一、单机运行方式

1. 主回路运行方式：正常情况下由 380V 母线提供三相交流电源，经整流器整流、滤波为直流电，再由逆变器变换为 220V 交流电源向负载供电。

2. 主回路/整流器故障运行方式：当 380V 交流电源或整流器发生故障时，UPS 将自动（无延时）转由蓄电池组供电，工作电源恢复后又自动转为工作电源供电。当蓄电池放电到逆变器允许的最低输入电压时将切换至旁路电源供电，不再逆转。

3. 逆变器故障运行方式：在逆变器故障或异常时，UPS 将自动（无延时）转由自动旁路电源向负载供电。旁路电源输出电压的大小只能由调压器进行手动调节。

4. 手动切换运行方式：逆变器供电时，手动按主回路/旁路切换按钮，UPS 将转由自动旁路电源向负载供电，且不会自动切回主回路；旁路电源供电时，手动按主回路/旁路切换按钮，UPS 将转由主回路向负载供电在主回路发生逆变器故障且自动旁路正常时，可以自动（无延时）切换到自动旁路供电。

5. 手动检修旁路运行方式：在检修 UPS 主机期间，由旁路交流电源通过手动检修旁路直接向负载供电，相当于将 UPS 主机的输出与输入直接短接，UPS 主机整体退出运行。

二、并机运行方式

1. 正常运行方式：两台 UPS 并联运行，输出端共同提供电源给 UPS 负载，且各带 50% 负载。

2. 主回路/整流器故障运行方式：当一台 UPS 的交流输入电源或整流器发生故障时，UPS 将自动（无延时）转由蓄电池组供电，工作电源恢复后又自动从蓄电池转为工作电源供电。当蓄电池放电到逆变器允许的最低输入电压时将自动切换至旁路电源供电，另一台也自动跟踪至旁路供电，不再逆转。

3. 逆变器故障运行方式：其中一台 UPS 因逆变器超温、过载等原因切换至自动旁路，另一台会自动跟踪至旁路运行，故障解除后两台 UPS 均自动切回至主回路。若由于上述原因导致两台 UPS 同时在自动旁路供电，此时其中一台逆变器发生故障或手停逆变器时，则该台 UPS 直接退出运行，另一台 UPS 自动切回至主回路供电，并带全部负载。

4. 手动切换运行方式：两台 UPS 各带 50% 负载，此时若一台 UPS（A）手动切换至自动旁路，为防止非同期并列，另一台 UPS（B）会自动切至旁路。若要切回主回路，仍要在 A 上操作，B 才能自动跟踪切回主回路。除非将 A 退出运行，否则无法直接将 B 切回主回路。

5. 手动检修旁路运行方式：在检修 UPS 主机期间，由旁路交流电源通过手动检修旁路直接向负载供电。

第三节 UPS 系统操作与维护

一、主机柜操作

GTSI 系列 UPS 配置有 LCD 液晶显示器和触控键盘面板，它是用户与 UPS 直接交流的主要界面，便于用户有效地管理 UPS。有关 UPS 信息、告警和出错状况都会通过控制面板 LCD 显示器告知用户，这些信息还常常通过音频告警声音来加强提示效果，提醒用户注意或有故障发生。GTSI 系列 UPS 控制面板见图 8-3。

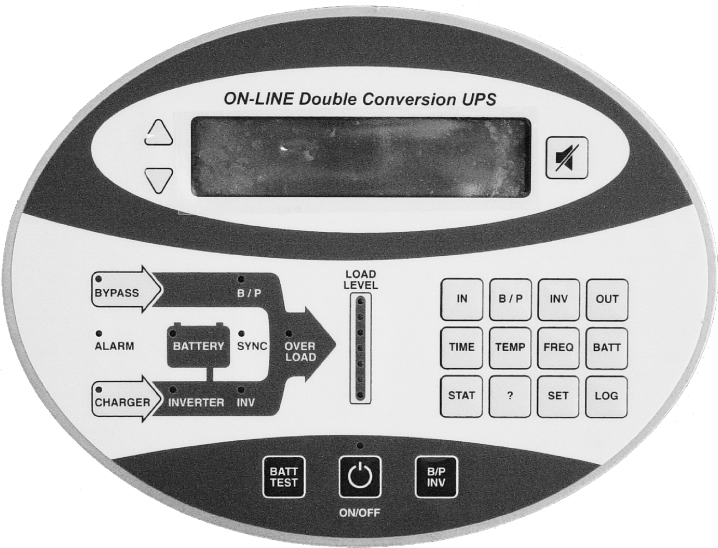


图 8-3 GTSI 系列 UPS 控制面板图

1. LED 指示灯

LED 指示灯位于控制面板的左半侧，可以对 UPS 运行状态提供一目了然的流程指示。LED 灯采用彩色标记，使得用户能够容易快捷地找到所要的区域，红色指示故障或异常状态（通常会伴随有音频告警），黄色指示警告注意，绿色指示正常运行状态。

下表 8-1 列出了各个指示灯默认的颜色定义。

表 8-1 操作面板上的 LED 指示灯颜色定义

指 示 灯	定 义 描 述	默认颜色定义
BYPASS	旁路正常	绿色
B/P	输出连接到旁路	红色
OVERLOAD	过载	红色
BATTERY	电池不正常	红色
SYNC	逆变器同步状态	绿色
CHARGER	充电器运行	绿色

(续)		
指 示 灯	定 义 描 述	默认颜色定义
INVERTER	逆变器正常	绿色
INV	输出连接到逆变器	绿色
LOAD LEVEL	负载百分比	绿色
LOAD LEVEL	负载大于 100%	黄色到红色

UPS 由主回路供电、自动旁路电源正常的工况下，主机柜 LCD 上应该有且仅有 SYNC、BYPASS、CHARGER、INVERTER 和 INV 绿灯亮，B/P、ALARM、BATTERY、OVERLOAD 保持熄灭状态。

2. 功能按钮

系统的功能按钮指控制面板 LCD 右边的（告警消音）按钮和正下方的三个按钮。

按按钮用于消除系统故障引起的告警声音。

注：此操作没有相对应的显示，[ALARM] 灯仍会亮起以继续提醒用户系统有故障，直到故障解除后该灯才会熄灭。

3. [UPS ON/OFF] UPS 开关机按钮

关机状态按该按钮开机，UPS 会自动进行一系列的自我诊断测试并显示诊断结果。

开机状态按该按钮关机，系统对此命令会要求再次确认：在 2s 内，再按一次该按钮，表示确认选择关机。

4. [B/P INV] 主回路/旁路切换按钮

逆变器供电时，2s 内手动按两次主回路/旁路切换按钮，UPS 将转由自动旁路向负载供电，且不会自动切回主回路；自动旁路供电时，手动按一次主回路/旁路切换按钮，UPS 将转由主回路向负载供电，主回路发生逆变器故障且自动旁路正常时仍能自动（无延时）切换到自动旁路供电。

5. [BATTERY TEST] 电池手动测试按钮

按 [BATTERY TEST] 按钮，就会人为起动一次电池测试程序，对电池进行测试。测试内容为：将整流器输出降低至 200V，使电池放电 1min，如果电池电压 1min 后降至小于 200V，说明电池有故障。

注：LCD 上非电池试验期间显示的是逆变器输入电压，试验期间则显示放电电池电压和剩余使用时间。

测试结束后将结果显示如图 8-4 所示。

6. 信息按钮

UPS 对其运行状态实施连续监控。用户想要获取实时信息，只要按位于控制面板的右半部分的信息按钮，LCD 就会立即显示对应的状态信息。而相应的 LED 指示灯则提供一目了然的状态流程：

- [IN] 输入：显示系统实时输入电压；
- [B/P] 旁路：显示旁路电压和电流；
- [INV] 逆变器：显示逆变器输出电压和电流；
- [OUT] 输出：显示 UPS 系统输出电压和电流；
- [FREQ] 频率：显示逆变器和旁路的输出频率；

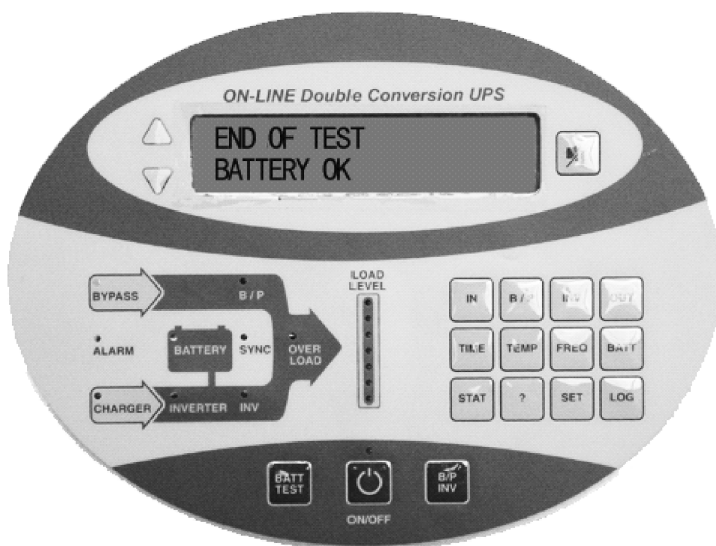


图 8-4 电池测试结果显示

- [BATT] 电池：显示电池电压、电流；
- [TIME] 时间：显示当前时间；
- [STAT] 状态：显示系统当前状态和系统累计运行时间；
- [TEMP] 温度：显示主散热器温度；
- [LOG] 事件记录：记录异常事件和历史数据；
- [SET] 事件设定：设定在线时钟；
- [?] 在线帮助功能。

二、旁路柜操作

SYNC 灯亮只表示频率、相位满足同期条件，运行人员要自行确定电压是否满足同期条件，并在旁路柜就地手动调节旁路电源电压。

正常时旁路调压柜保持运行状态，有两路电源互为备用，自动切换。

（一）调节旁路柜电压

通过手动调节旁路输出电压，满足 UPS 要求。

（二）旁路柜送电操作

- 1) 合上两路旁路柜的输入电源开关；
- 2) 调节旁路柜电压；
- 3) 确认旁路柜输出电压在规定的范围内。

（三）旁路柜停电操作

断开旁路柜的输入电源开关，确认旁路柜电源指示灯熄灭。

三、UPS 运行操作

（一）UPS 投入运行操作

- 1) 如图 8-1 所示，分别合上 UPS 主机主输入开关（CHARGER）和旁路输入开关

(ST. SW)；

2) UPS 系统开始自检，并在 LCD 上显示自检信息，待有且仅有 BYPASS 和 CHARGER 绿灯亮后，合上电池开关 (BATTERY)；

3) 系统开始执行电池检测，大约 1min 后检测完毕。若发现电池电压（或直流母线电压）低，会发 BATTERY LOW 报警，ALARM 和 BATTERY 红灯亮；

4) 等待 LCD 上出现 UPS OFF，按 [ON/OFF] 按钮，起动逆变器运行，稍后 INVERTER 和 SYNC 绿灯亮，并确认 INV 绿灯亮，LCD 显示 “UPS OK”；

5) 合上输出 (OUTPUT) 开关；

6) 合上 UPS 馈线柜中的负载开关。

(二) UPS 由主回路供电转为自动旁路供电操作

1) 检查 UPS 主机柜 LCD 上 SYNC、BYPASS、CHARGER、INVERTER 和 INV 绿灯亮；

2) 确认主回路和自动旁路电压幅值差小于 20V；

3) 按下 [B/P INV] 按钮，主机柜 LCD 上显示 “Load to bypass? press again!” 要求再次确认，在 2s 内，重复按一次 [B/P INV] 按钮，表示确认选择转旁路操作；

4) 检查主机柜 LCD 上 SYNC、BYPASS、CHARGER、INVERTER 绿灯亮，B/P 灯红灯亮，确认切换成功。

注：SYNC 灯亮只表示频率、相位满足同期条件，运行人员要自行确定电压是否满足同期条件，并在旁路柜上手动调节旁路电源电压。

(三) UPS 由自动旁路供电转为主回路供电操作

1) 确认 UPS 由人为操作切换至自动旁路运行；

2) 检查主机柜 LCD 上 SYNC、BYPASS、CHARGER、INVERTER 绿灯亮，B/P 灯红灯亮，无其他异常报警；

3) 确认主回路和自动旁路电压幅值差小于 20V；

4) 按一下 [B/P INV] 按钮；

5) 检查主机柜 LCD 上 SYNC、BYPASS、CHARGER、INVERTER 和 INV 绿灯亮，无其他异常报警，确认切换成功。

(四) UPS 由主回路供电转为检修旁路供电操作

1) 先将 UPS 由主回路供电转为自动旁路供电；

2) 合上手动检修旁路开关；

3) 断开 UPS 输出开关。

(五) UPS 由检修旁路供电转为主回路供电操作

1) 合上 UPS 主机柜中的主输入开关 (CHARGER) 和旁路输入开关 (ST. SW)；

2) 检查 UPS 输出开关在断开位置；

3) 主机柜 LCD 上开始显示自检信息，待有且仅有 BYPASS 和 CHARGER 绿灯亮后，合上 UPS 主机柜中的直流输入开关；

4) UPS 进行自检（大约 1min），若电池电压过低，会发 BATTERY LOW 报警，ALARM 和 BATTERY 灯亮；

5) 等待 LCD 上出现 “UPS OFF”，按 [ON/OFF] 按钮，起动逆变器，稍后 INVERTER 和 SYNC 灯亮，并确认 INV 绿灯亮，LCD 上显示 “UPS OK”；

- 6) 将 UPS 由主回路供电转为自动旁路供电;
- 7) 合上 UPS 输出开关, 断开 UPS 手动检修旁路开关;
- 8) 将 UPS 由自动旁路供电转为主回路供电。

(六) UPS 退出运行操作

- 1) 逐一关闭或转移所有 UPS 馈线柜中的 UPS 负载;
- 2) 连续按 [ON/OFF] 按钮两次, 按一次后主机柜 LCD 会显示 “ups off? press a-gain!”, 再按一次表示确认后, 系统将逆变器关闭, 此时 LCD 显示 “UPS OFF”, INVERTER 和 INV 灯灭;
- 3) 先后断开直流输入开关、旁路输入开关、交流输入开关和 UPS 输出开关, 此时 CHARGER、BYPASS 灯灭。

四、UPS 运行规定

- 1) 满足以下条件之一, UPS 将从主回路自动切换到旁路电源供电: 逆变器过载、逆变器温度高、逆变器故障、直流电压低;
- 2) UPS 在自动旁路运行不是由人为手动切换引起, 当同时满足以下条件时, UPS 将自动切回到逆变器供电: 逆变器输出电压正常、UPS 的输出电流小于过载值、逆变器无超温故障、同期条件满足;
- 3) 逆变器自动跟踪旁路电压, 保证主回路和旁路的电压频率差在 $\pm 2\text{Hz}$ 以内;
- 4) 当需要将 UPS 转为手动检修旁路供电时, 应确认 UPS 已转由自动旁路供电, 才能合上手动检修旁路开关, 以防止非同期并列;
- 5) UPS 正常运行时要注意监视逆变器输出电压与旁路电压的幅值差, 通过手动调整旁路输出电压的幅值, 使逆变器和旁路电压幅值差在允许范围内。因为 UPS 主机只判断主回路同旁路电源的频率和相位, 不会判断电压幅值的偏差。当电压幅值偏差大时, 同期灯 SYNC 也会亮, 如果此时发生主回路故障, UPS 自动转为旁路供电, 会对 UPS 负载造成很大冲击;
- 6) 整流器的投运应先合交流侧开关, 检查整流器运行正常后, 再合蓄电池输入开关;
- 7) UPS 主机的停运就是 UPS 逆变器以及静态开关的停运, 若 UPS 在主回路或自动旁路运行情况下停运 UPS 主机, 逆变器及静态开关同时停运, 会造成 UPS 停止供电;
- 8) 当 UPS 系统由主回路供电转为手动检修旁路供电后, 此时若不按下 UPS 主机停运按钮, 而直接断开 UPS 系统的输出开关、主回路输入开关、自动旁路开关、蓄电池开关, UPS 主机会自动停止运行, 但下次合上主回路输入开关、自动旁路开关、蓄电池开关后, UPS 主机会自动起动运行;
- 9) UPS 系统共设四个温度传感器, 两个位于逆变器散热片 (220kV 升压站 UPS 只有一个逆变器温度传感器), 一个位于整流器散热片, 一个埋入输入隔离变压器线圈;
- 10) 逆变器和整流器的冷却风扇电源相互独立, 在起动逆变器运行后, 整流器、逆变器风扇同时起动, 当负载大于 50% 额定负载时, 风扇自动切换为高速运行;

11) 集控楼公用 UPS 采用并机运行方式, 当 A UPS、B UPS 在主回路供电时, 若手动将 A UPS 转为自动旁路供电, B UPS 也会自动切换至自动旁路, 以防止非同期并列。此时无法手动切换 B UPS 至主回路供电, 只能通过手动切换 A UPS 至主回路, B UPS 才能自动跟踪至主回路运行;

12) 两台 UPS 并机运行, 若 A UPS 在主回路供电, B UPS 由停用状态转至主回路运行时, 可以直接对 B UPS 执行单机开机步骤, B UPS 会自动跟踪 A UPS 的频率、电压使两者满足同期条件;

13) 两台 UPS 并机运行, 若 A UPS 在手动检修旁路运行, 将 B UPS 由停用状态转至正常运行, 需要先将 B UPS 切换至自动旁路后, 再与 A UPS 并列, 以保证两台 UPS 同期条件满足。

第四节 UPS 系统事故处理

一、UPS 系统常见故障

在 UPS 发生故障时, 应立即检查 UPS 主机柜 LCD 显示面板的报警信息, 然后根据情况对照下表 8-2 来处理。

表 8-2 UPS 常见故障及处理

显示信息	汉语解释	LED 灯和声音	原因描述
FAULT CONDITION! SERVICE REQUIRED	装置故障! 等待修复	—	自检结果未通过
UPS OFF INPUT IS LOW	UPS 关机 输入电压低	—	直流电压低造成关机
BATTERY UNDER LOAD	直流电源带负载	每 4s 响一下	由于主电源中断或整流器故障, 逆变器由直流电源供电
BYPASS VOLT FAULT	旁路电源 故障	BYPASS LED 灯不亮	BYPASS 旁路故障
LOAD TRANSFERING PLEASE WAIT	负载正在切换, 请等待	B/P 红灯亮, INV 逆变器灯不亮	开机瞬间是由旁路供电, 检测逆变器正常后切换(约需 40s), 此时为开机时逆变器检测未通过的现象或正常情况下由旁路向主回路切换超过 3s, 此时为切换系统有故障
BATTERY LOW	电池电压低	Battery 电池 LED 亮	电池未能通过测试或直流电压低或电池开关未合
RECTIFIER FAULT	整流器故障	—	整流器故障或电池不良
—		SYNC 同步 LED 不亮	逆变器未能与旁路同步
OVERLOAD	过载	Overload 过载	过载, 逆变器自动切换至旁路
OVER TEMPERATURE	超温	ALARM LED 亮	超温, 如果是逆变器超温则自动切换至旁路

二、UPS 系统故障处理

(一) 整流器故障

现象：

- 1) DCS 上有 UPS 故障的报警；
- 2) UPS 的 LCD 显示面板上会有“BATTERY UNDER LOAD”（蓄电池供电）、“RECTIFIER FAULT”（整流器故障）报警；
- 3) 蓄电池有输出电流。

原因：

- 1) 电子元器件损坏；
- 2) 整流器过载；
- 3) 直流电压过电压保护动作；
- 4) 交流电源故障；
- 5) 整流桥出现故障；
- 6) 整流器控制单元出现故障；

处理：

- 1) 记录 UPS 各卡件上的报警信号灯，并通知检修处理；
- 2) 若预计检修时间较长，应将 UPS 由蓄电池供电转由旁路供电；
- 3) 检修过程中若需要停运 UPS 主机，应将 UPS 系统转由手动检修旁路供电。

(二) 逆变器故障

现象：

- 1) DCS 上有 UPS 故障的报警；
- 2) UPS 的 LCD 显示面板上有“INVERTER FAULT”或“BATTERY LOW”的报警；
- 3) UPS 的控制面板上 [INV] 灯灭，[B/P] 灯闪烁；
- 4) UPS 旁路有输出电流。

原因：

- 1) 逆变器输出电压越限；
- 2) 逆变器超温；
- 3) 逆变器过载；
- 4) 逆变器上的功率模块故障；
- 5) 逆变器控制单元故障。

处理：

- 1) 记录 UPS 各卡件上的报警信号灯，并通知检修处理；
- 2) 检修过程中若需要停运 UPS 主机，应将 UPS 转由手动检修旁路供电。

(三) 无法同步

现象：

- 1) DCS 上有 UPS 故障的报警；
- 2) UPS 的控制面板上“SYNC”同步灯不亮。

原因：

- 1) 旁路频率越限；
- 2) 系统频率跟踪板故障。

处理：

- 1) 检查旁路和主回路的频率是否正常；
- 2) 通知检修人员处理。

(四) 温度高故障

现象：

- 1) DCS 上有 UPS 故障的报警；
- 2) UPS 的 LCD 显示面板上有“OVER TEMPERATURE”报警，如果是逆变器超温则 UPS 自动切换至自动旁路运行。

原因：

- 1) 风扇停运或在大于 50% 额定容量时没有正确切换至高速运行；
- 2) 整流器、逆变器和输入隔离变压器其中一个超温。

处理：

- 1) 检查整流器、逆变器或输入隔离变压器温度是否正常，通风孔是否堵塞，风扇是否运行正常；
- 2) 没有严重问题则等待 UPS 系统自动切换，并机运行的 UPS 可以视情况停运故障 UPS。

第五节 运行经验分享

一、某电厂在给 UPS 恢复送电过程中 UPS 主机无法起动

事件经过：

某电厂#1 机组 UPS 因检修需要已转为手动检修旁路供电，由于检修时间较长，直流母线上的平波电容已经放电。当 UPS 主机检修结束后，运行人员先合上主回路输入开关，然后合上蓄电池开关，发现 UPS 柜内有焦糊味，UPS 主机无法起动。检修人员进厂检查后，发现#1 机组 UPS 的直流熔断器熔断、平波电容烧毁。

原因分析：

检修人员将#1 机组 UPS 主机的主回路输入电源接错，误将 380V 的 N 线（零线）接入主回路进线开关 A 相，导致合上#1 机组 UPS 主回路输入电源开关后，UPS 判断电源断相，其整流器不工作，无直流输出。此时合上#1 机组 UPS 蓄电池开关后，UPS 的直流熔断器熔断、平波电容烧毁。

如图 8-5 所示，整流器输出直流母线上并联有 6 节 $8800\mu\text{F}$ 的电容，在 UPS 主机检修期间电容已放电完毕，其两端电压基本为 0V，如果此时整流器故障无输出，在合上蓄电池开关的瞬间电容就相当于短路状态，这样会产生很大的短路电流导致电容烧毁、直流熔断器熔断。而在整流器工作正常的情况下，起动整流器后，整流器的短路回缩功能控制其输出电压由 0V 慢慢升高至额定电压，此时平波电容也逐渐充电至额定电压，再合上蓄电池开关就不会对设备造成冲击。

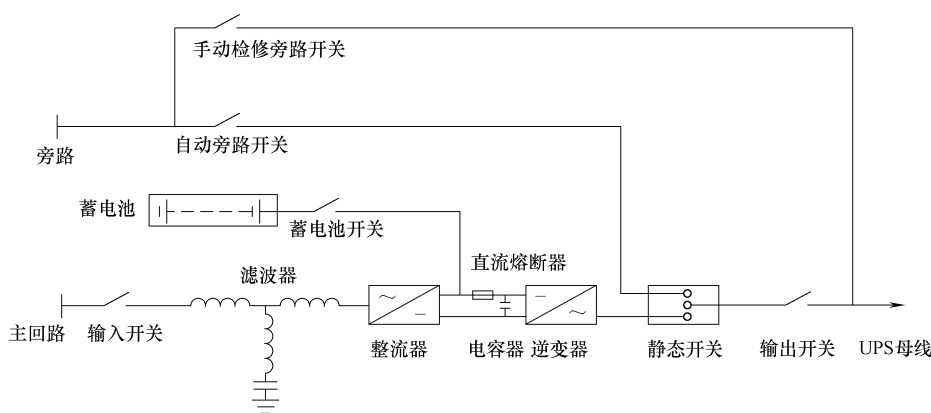


图 8-5 UPS 单线图

结论：

在 UPS 送电操作过程中，必须检查确认整流器工作是否正常，确认其输出电压已达到正常范围后，才能合上蓄電池开关，以防止直流母线上的熔断器熔断、电容烧毁，导致 UPS 主机无法起动甚至 UPS 失电。

二、UPS 板卡元件故障

事件经过：

事件一：某电厂#2 机组 UPS 系统运行中发故障报警。现场检查 UPS 主机柜控制面板上 ALARM 灯红色、BATTERY 灯红色、CHARGER 灯不亮、INV 灯绿色、B/P 灯未亮。确认 UPS 系统仍在主路供电状态，但整流器未运行，UPS 系统处在蓄電池供电状态。

事件二：某电厂#1 机组 UPS 系统整流器输出电压降低至 380V，正常情况应为 430V 左右，UPS 蓄電池检测装置报警，多个蓄電池出现电压低的情况。检查 UPS 主机运行正常，并无任何报警。

事件三：某电厂#1 机组 UPS 由主回路供电运行，在断开 UPS 自动旁路电源开关时，UPS 失电。

原因分析：

事件一：可能发生故障的情况包括主回路三相交流输入故障、整流器本体故障、整流器的控制回路故障。检查三相交流输入、整流器本体均未发现异常，怀疑整流器控制回路故障的可能性很大。于是检查整流器控制板 PC990，发现板卡上有一个指示灯 CR24 的闪烁频率较正常时缓慢。将 UPS 主机切换至检修旁路供电，更换新的 PC990 板卡后，重新起动 UPS 主机运行正常，将 UPS 恢复正常运行方式。

事件二：检查发现 PC873 板故障，PC873 板主要功能是 UPS 工作电源供应中心，其输入电源来自整流器输出和旁路电源，是通过 DC/DC 开关方式产生隔离的内部工作电源，并用于 LCD 显示。PC873 板上代表工作状况的 3 个 LED 灯中，只有 2 个灯亮。更换了新的 PC873 板，再次起动 UPS 主机，整流器输出电压达到正常值 430V，故障全部消除。

事件三，造成 UPS 失电的原因是 UPS 电源板 PC873 发生故障，UPS 电源板 PC873 的电

源取自整流器输出和自动旁路电源，两路电源互为备用供电，当电源板的控制电源由自动旁路电源供电时，断开自动旁路电源开关，由于电源板 PC873 故障无法自动将电源切换至整流器输出端供电，导致电源板 PC873 失电，从而使 UPS 异常失电。

结论：

1. UPS 的 PCB 板卡等电子元器件，在高温、多尘的环境下加速老化，容易发生故障；
2. 由于这些板卡都是 UPS 系统的控制核心，一旦出现故障将产生不可估计的后果。所以正常运行过程中应注意改善板卡元器件的运行环境以及定期对其进行检查和除尘工作；
3. 尽量选择在机组停运期间做 UPS 相关切换操作；
4. 利用红外成像技术检查 UPS 板卡及接线头有无过热的情况，这样可及早发现故障，避免不必要的损失。

三、集控楼并机 UPS 的蓄电池充电时，两台 UPS 主机故障停电

事件经过：

某电厂三台机组停运，集控楼两台并机 UPS 均在主回路运行，蓄电池输入开关断开，蓄电池进行放电核对容量试验。当蓄电池放电结束，运行人员就地合上蓄电池开关，整流器的输出电压瞬间降低，逆变器切换至自动旁路运行，另一台 UPS 也自动切换至自动旁路运行，但在切至自动旁路运行的同时，UPS 主机和 UPS 从机先后自动停机，就地 LCD 液晶显示屏上有 UPS OFF 告警，UPS 母线失电，导致集控室的操作员站所有电脑全部失电。迅速将 UPS 主机的手动检修旁路开关合上，由手动检修旁路带负载运行，恢复 UPS 母线供电。经过检修人员排查后，发现 UPS 电源板 PC873 故障，更换新的电源板。

原因分析：

UPS 在起动过程中需要检测很多的信号。比如：整流器电压、逆变器电压、输入输出电压等。当缺失某一信号时会造成 UPS 在起动中停机，这些信号均是由电源板 PC873 向 UPS 主控板传输的。而电源板 PC873 的控制电源取自整流器输出端，当合上蓄电池开关后，整流器输出电压瞬间降低，电源板 PC873 控制电源突然失去，可能导致电源板 PC873 故障而无法自动切换至自动旁路。逆变器的输入电压降低后，两台 UPS 均自动切换至自动旁路运行。由于 UPS 主机电源板 PC873 故障，使得 UPS 主、从机之间传输的部分信号丢失，根据该 UPS 产品的控制逻辑，UPS 从机无法与 UPS 主机进行同步会自动停机。UPS 主机在 UPS 从机停机之后也同样失去了测量和通信的信号而自动停机。

结论：

- 1) 如果有充电机，可以先用充电机对蓄电池充好电以后，再将蓄电池并入 UPS 系统；
- 2) 如果没有充电机，需要使用 UPS 整流器对蓄电池充电时，应先将 UPS 系统转至手动检修旁路运行，待蓄电池充电基本完成后再转主回路运行；
- 3) 由于集控室的操作员站的电脑有 UPS 和 APS 两路电源，应保证某一路电源失电切换至另外一路的过程中负载不停电；
- 4) 考虑到 UPS 并机运行控制逻辑复杂，一台故障会导致另一台也故障停机，因此建议取消 UPS 并机运行方式，采用两台 UPS 各带一段母线，两段母线之间加装联络开关。

第九章 直流系统

第一节 直流系统概述

一、直流系统的作用和主要设备

直流系统是发电厂厂用电中最重要的组成部分，它应保证在任何事故情况下都能可靠和不间断地向其用电设备供电。惠州 LNG 电厂的直流系统分为控制用 110V 及直流系统和动力用 220V 直流系统。其中控制用 110V 直流系统主要用于对开关电器的远距离操作和对信号设备、继电保护、自动装置等的供电；动力用 220V 直流系统主要用于向事故直流油泵、事故照明和不停电电源等的供电。典型的直流系统接线图见图 9-1。

在直流系统中，采用使用交流电源的整流模块和蓄电池组作为直流电源。平时正常运行时由整流模块供电，同时为蓄电池浮充电；事故情况下由整流模块和蓄电池同时供电或者在整流模块失去交流电源时由蓄电池供电。蓄电池组是一种独立可靠的电源，它在发电厂内发生任何事故，甚至在全厂交流电源都停电的情况下，仍能保证直流系统中的用电设备可靠而连续的工作。

惠州 LNG 电厂常用的直流系统电源装置由充电柜和联络柜（单母线直流系统未配置联络柜）、馈线柜、蓄电池组成。其中充电柜包含有多个整流模块、通信模块和综合监控模块；馈线柜配置有一套直流接地检测装置，直流接地检测装置对每条馈线的绝缘进行监测。蓄电池配置一套电池巡检仪和一套蓄电池在线监测管理装置，对电池的温度和电压等参数进行监视。联络柜中的联络开关用来进行两段母线的并列运行操作。

对大型电厂，集控楼公用直流系统和升压站直流系统的设置应满足继电保护装置主保护和后备保护由两套独立直流系统供电的双重化配置原则。

二、惠州 LNG 电厂重要直流系统的接线方式和主要负载

（一）机组控制用 110V 直流系统

每台联合循环机组配置一套 110V 直流电源，除了位于机组 380V 室的机组 110V 直流系统馈线柜外，在每台机组的电子设备间有 110V 直流分馈线柜，在燃机电气包有 110V 直流配电屏。机组控制用 110V 直流系统主要为机组的直流控制、保护、通信提供 110V 直流电源。其中包括 6kV 开关柜的控制电源、机组 380V 工作段和保安段的直流控制电源、发变组保护屏的直流电源、机组热控柜的 110V 直流电源、GCB 的控制电源、励磁柜、发电机控制柜 110V 电源等。对机组控制用 110V 直流系统，通过联络柜的联络开关，可以实现相邻机组直流系统的并列，以达到互为紧急备用的作用。

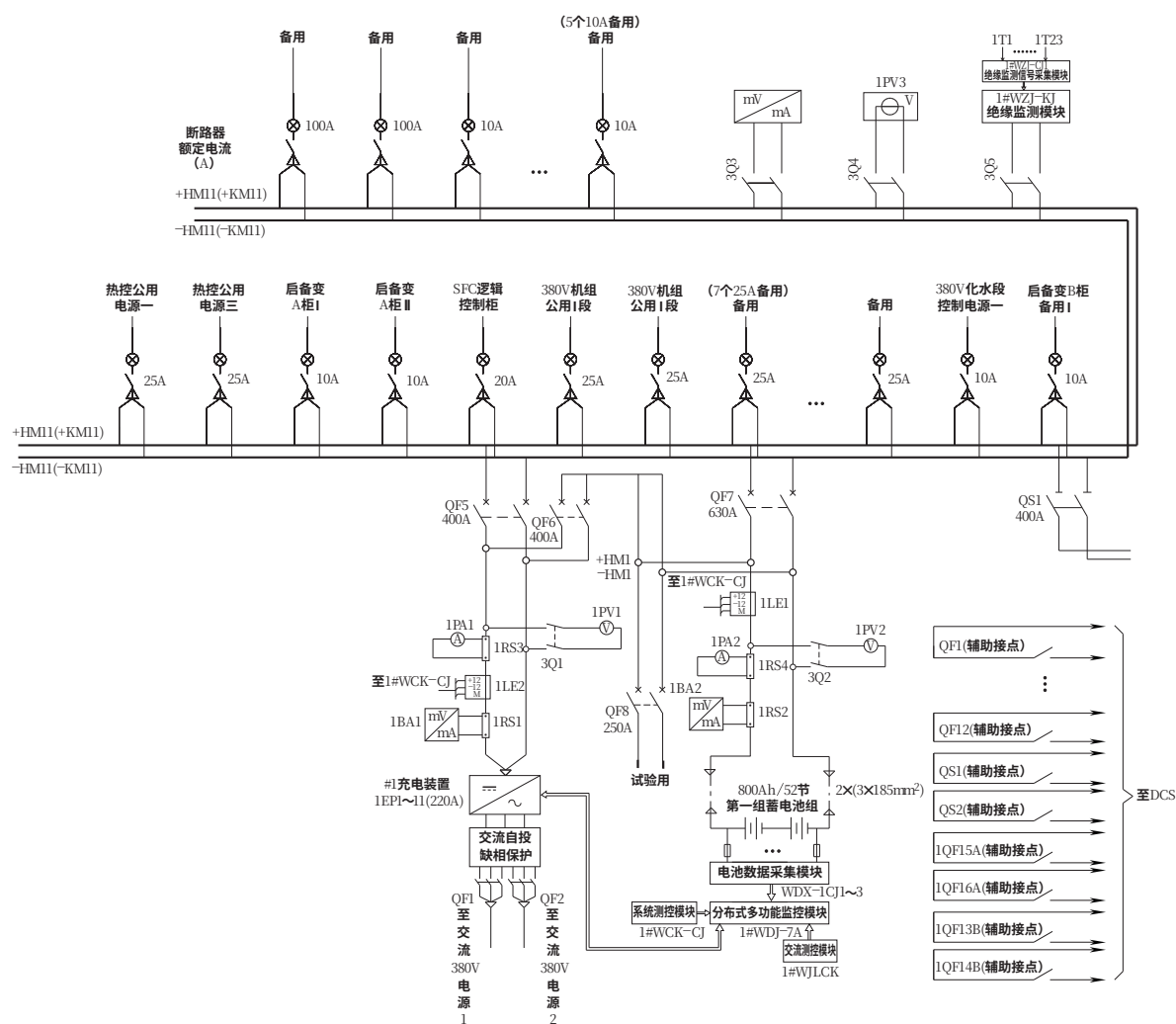
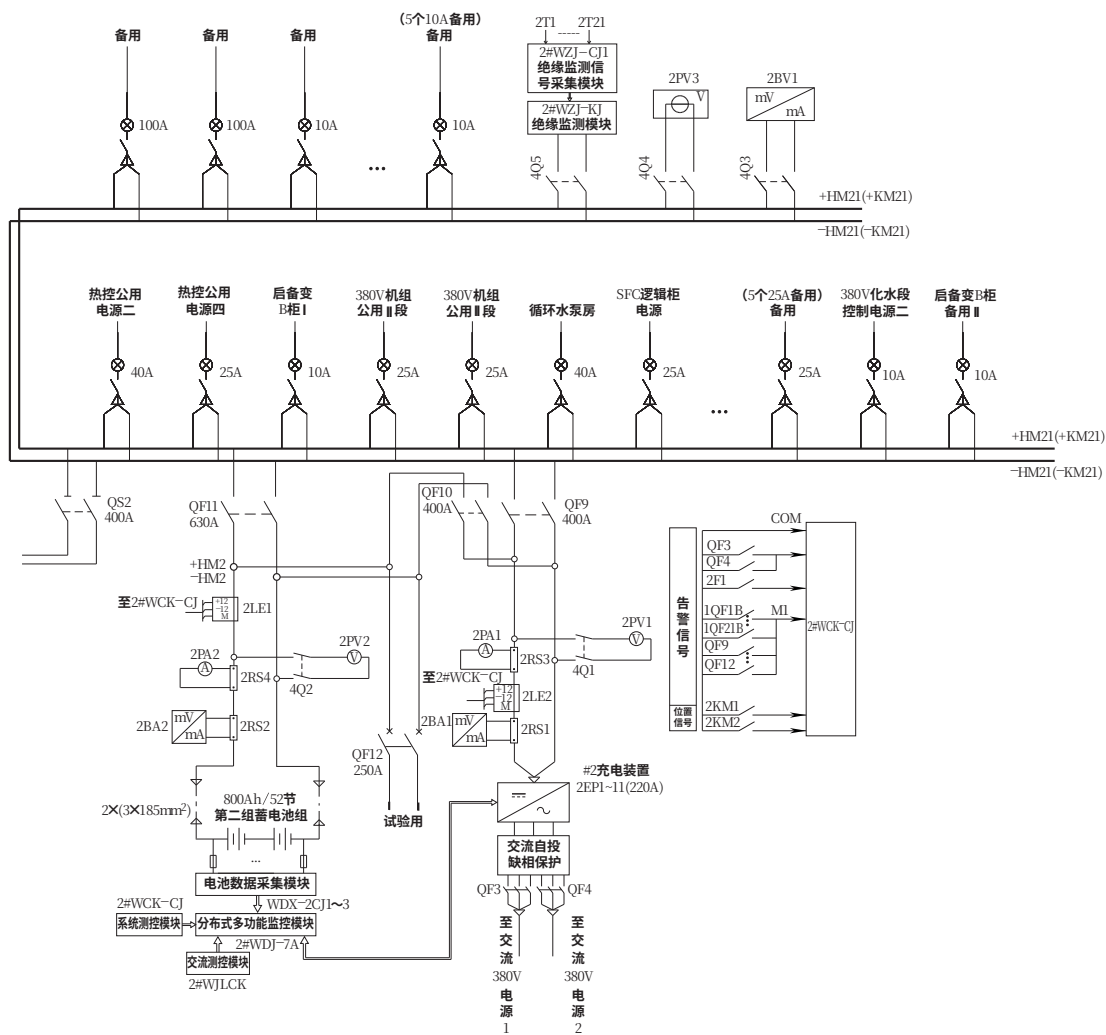


图 9-1 典型的直流系统接线



图（集控楼公用直流系统）

(二) 机组动力用 220V 直流系统

每台机组配置一套 220V 直流电源，除了位于机组 380V 室的机组 220V 直流系统馈线柜外，在每台机组的燃机电气包内还有机组 220V 直流的配电屏和直流润滑油泵、直流顶轴油泵、直流密封油泵的配电屏。机组动力用 220V 直流系统负责向直流动力负载、直流照明系统、热控部分控制柜的 220V 直流母线等提供电源。机组动力用 220V 直流系统向集控楼电子设备间的一个分馈线屏提供电源，该配电盘为集控室提供直流照明电源。

对机组动力用 220V 直流系统，通过联络柜的联络开关，可以实现相邻机组直流系统的并列，以达到互为紧急备用的作用。

机组动力用 220V 直流系统的特点是，平时运行负载很小，而机组事故时负载很大。

(三) 集控楼公用 110V 直流系统

集控楼公用直流系统配置两套 110V 直流电源，分别独立带两段直流母线运行，两段直流母线间有联络开关，正常运行联络开关断开，当一组直流系统需要退出时，可以合上联络开关由一套直流系统带两段母线。该套装置主要为 380V 公用段、电子设备间的热控设备、启备变的保护装置等公用系统提供 110V 直流控制电源。

三、蓄电池的结构和工作原理

蓄电池是一种独立的直流电源，它在火电厂内发生任何事故，甚至在交流电源全部停电的情况下，都能保证直流系统的用电设备可靠而连续地工作。另外它还是全厂事故照明的可靠电源。火电厂的蓄电池组是由许多蓄电池串联而成，串联的数目取决于直流系统的工作电压。

(一) 阀控式密封铅酸蓄电池的结构

目前，在火电厂的直流电源系统中普遍采用阀控式密封铅酸蓄电池，该蓄电池的基本结构如图 9-2 所示。它由正负极板、隔板、电解液、安全阀、气塞、外壳等部分组成。正极板上的活性物质是二氧化铅 (PbO_2)，负极板上的活性物质为海绵状纯铅 (Pb)，电解液为稀硫酸溶液。蓄电池槽中装入一定的电解液后，由于电化学反应，正、负极板间会产生约为 2.23V (单体阀控式密封铅酸电池) 的浮冲电压。

阀控式密封铅酸蓄电池克服了铅酸蓄电池需要补加水维护的缺点，其结构特点为：

1) 极板之间不再采用普通隔板，而是用超细玻璃纤维作为隔膜，电解液全部吸附在隔膜和极板中，蓄电池内部不再有游离的电解液；由于采用多元优质板栅合金，提高了气体释放的过电位，从而相对减少了气体释放量。

2) 让负极有多余的容量，即比正极多 10% 的容量。充电后期正极释放的氧气与负极接触，发生反应，重新生成水，即 $\text{O}_2 + 2\text{Pb} \rightarrow 2\text{PbO} + 2\text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 2\text{PbSO}_4$ ，使负极由于氧气的作用处于欠充电状态，因而不产生氢气。这种正极的氧气被负极铅吸收，再进一步化合成水的过程，即所谓阴阴极吸收。

3) 采用新型超细玻璃纤维隔板。使氧气易于流通到负极，再化合成水。另外，超细玻璃纤维隔板具有吸附硫酸电解液的功能，因此即使阀控式密封铅酸蓄电池倾倒，也无电解液溢出。

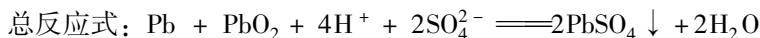
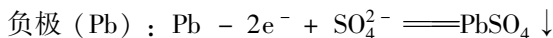
4) 采用密封式阀控滤酸结构，电解液不会泄漏，使酸雾不能逸出，达到安全、保护环境的目的。阀控式密封铅酸蓄电池可以卧式安装，使用方便。

5) 壳体上装有安全排气阀, 当阀控式密封铅酸蓄电池内部压力超过阈值时自动开启, 保证安全工作。

由于阀控式密封铅酸蓄电池具有上述特点, 因此可免除补加水维护, 这也是称其为“免维护”蓄电池的由来。但是, “免维护”的含义并不是任何维护都不做, 为了提高阀控式密封铅酸蓄电池的使用寿命, 除了免除补充水外, 其他方面的维护和普通铅酸蓄电池是相同的, 只有掌握其正确维护方法, 才能使阀控式密封铅酸蓄电池长期、安全、稳定的运行。

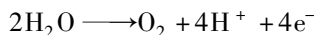
(二) 阀控式密封铅酸蓄电池的工作原理

阀控式密封铅酸蓄电池的工作原理与传统的铅酸蓄电池基本相同, 它的正极活性物质是二氧化铅 (PbO_2), 负极活性物质是海绵状金属铅 (Pb), 电解液是稀硫酸 (H_2SO_4), 其电极反应方程式如下:

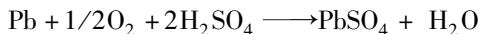


阀控式密封铅酸蓄电池的设计原理是把所需分量的电解液注入极板和隔板中, 没有游离的电解液, 通过令负极板潮湿来提高吸收氧的能力, 为防止电解液减少把蓄电池密封, 故阀控式密封铅酸蓄电池又称“贫液蓄电池”。

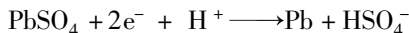
如图 9-3 所示为阀控式密封铅酸蓄电池工作原理示意图, 正极板采用铅钙合金或铅镉合金、低锑合金, 负极板采用铅钙合金, 隔板采用超细玻璃纤维隔板, 并使用紧装配和贫液设计工艺技术, 整个蓄电池化学反应密封在塑料蓄电池壳内, 出气孔上加上单向的安全阀。正极电解水反应式如下:



氧气通过隔板通道或顶部到达负极进行化学反应。



负极被氧化成硫酸铅, 经过充电又转变成海绵状铅。



这是阀控式密封铅酸蓄电池特有的内部氧循环反应机理。这种充电过程中电解液中的水几乎不损失, 使阀控式密封铅酸蓄电池在使用过程中达到不需加水。

(1) 放电过程。阀控式密封铅酸蓄电池将化学能转变为电能输出。对负极而言是失去电子被氧化, 形成硫酸铅; 对正极而言则是得到电子被还原, 同样是形成硫酸铅。反应的净结果是外电路中出现了定向移动的负电荷。由于放电后两极活性物质均转

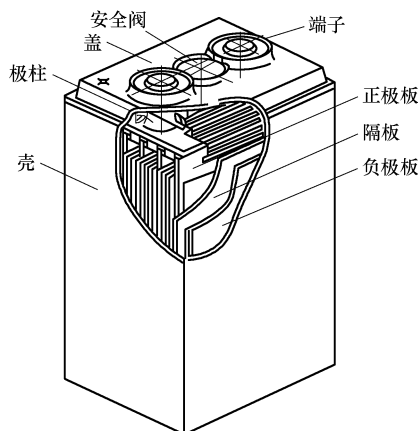


图 9-2 阀控式密封铅酸蓄电池结构图

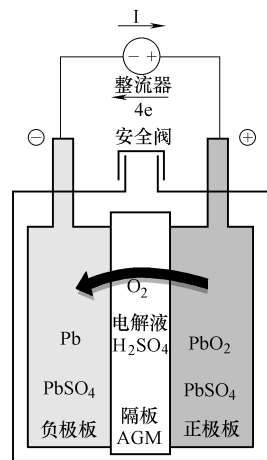


图 9-3 阀控式密封铅酸蓄电池工作原理

化为硫酸铅，所以称为“双极硫酸盐化”。

(2) 充电过程。阀控式密封铅酸蓄电池将外电路提供的电能转化为化学能储存起来。此时，负极上的硫酸铅被还原为金属铅的速度大于硫酸铅的形成速度，导致硫酸铅转变为金属铅；同样，正极上的硫酸铅被氧化为 PbO_2 的速度也增大。

阀控式密封铅酸蓄电池在充放电过程中，蓄电池的电压会有很大的变化，这是因为正负极的电极电动势离开了其平衡状态的电极电动势，发生了极化。蓄电池的极化是由浓差极化、电化极化和欧姆极化三种因素造成的，由于这三种极化的存在，才出现了蓄电池使用过程中各种充放电电流和充放电电压的严格设置，以免使用不当，对蓄电池的性能造成较大的影响。

(三) 蓄电池组运行方式

蓄电池的运行方式有两种；浮充电方式（浮充）和均衡充电方式（均充）。

浮充电方式：以最小的充电电流和比较低的推荐电压对电池进行长时间的连续不断地充电，以使电池始终保持满容量的充电方式。一般电压较低，常用来平衡电池自放电导致的原容量损失。

均衡充电方式：在规定的时间内，以所能容许的最大电压对电池充电以恢复电池的能量，可使串联的各个电池单元容量最大且电压一致，用于均衡单体电池容量的充电方式，一般充电电压较高，常用作恢复电池容量。

惠州电厂蓄电池组一般正常情况下在浮充状态。在蓄电池电量不足等其他情况下，转为均充状态。均充结束后，蓄电池容量恢复，蓄电池组恢复浮充状态。浮充和均充的转换由充电器的监控模块自动完成。

惠州 LNG 电厂蓄电池浮、均充的转换方式有两种：手动转换和自动转换。手动转换由运行人员在直流系统的监控装置上手动设置，自动转换则根据监控系统内设定的条件自动进行。

以下是惠州 LNG 电厂蓄电池浮、均充的自动转换条件：

当满足下面其中一个条件时，系统将自动由浮充转为均充运行方式：

- 1) 该充电器的交流侧电源失电超过 10min；
- 2) 在浮充运行方式时，蓄电池的充电电流大于 8% 蓄电池容量；
- 3) 浮充运行时间超过 4320h（约 6 个月）。

当满足下面其中一个条件时，系统将自动由均充转为浮充运行方式：

- 1) 当蓄电池充电电流小于 1% 蓄电池容量时，延时 3h；
- 2) 均充时间大于 24h。

四、整流充电设备的工作原理

现代大型火电厂普遍采用高频开关直流电源或晶闸管整流器作为直流电源系统的整流充电设备。惠州 LNG 电厂采用珠海瓦特生产的 WEPR 系列高频开关整流模块。

(一) WEPR 系列整流模块的特点

1. 逆变开关采用三电平拓扑结构：开关器件电压应力小（只有全桥或半桥结构的 1/2），模块工作输入电压范围宽（323 ~ 456V），用低压大电流 MOSFET 代替 IGBT，开关频率高、驱动简单可靠、模块体积小、重量轻、可靠性高；
2. 软开关功能：开关器件损耗小、电磁干扰小，模块效率高，电磁兼容性好；

3. 三相三线制输入：三相输入电流平衡，无中性线电流，彻底消除中线电流及不平衡负载对电网的影响；
4. 均压内外双环控制模式：模块工作稳定，稳压、稳流准确度高，动态响应好；
5. 无级调压、限流功能：可通过监控模块在 198 ~ 286V 范围内任意调节模块的输出电压；在 10% ~ 105% 额定电流范围内任意调节模块的电流值；
6. 无主均流功能：可实现系统的冗余，在 0 ~ 105% 额定电流范围内，均流不平衡度小于 $\pm 5\%$ ；
7. 整流模块内置 CPU：监控模块通过光电隔离的 RS485 接口对整流模块进行参数设置、开关机控制，同时整流模块将输出电流、输出电压、散热器温度、模块内部空气温度以及各种状态量上传给监控模块，具有“四遥”功能，智能化程度高，为实现无人值守奠定了坚实的技术基础；
8. 整流模块可带电插拔，在线维护方便、快捷；
9. 采用进口风扇，能够根据整流模块内部温度调节转速，起到很好的节能效果。

(二) WEPR 系列整流模块工作原理

如图 9-4 所示，WEPR 系列智能化整流模块在交流电源输入端经 EMI 滤波电路，由全桥整流电路将三相交流电整流为直流电，再经无源 PFC 电路调整后提高功率因数。由 DC/DC 高频变换电路得到可控稳定的直流输出，脉宽调制（PWM）电路及软开关谐振回路，根据电网和负载的变化，自动调节高频开关的脉冲宽度和相角，使输出电压、电流在任何允许的工作条件下都能够保持稳定。

图 9-4 显示的是主要电路，在实际模块电路中，还有为实现多个模块并机工作的均流电路，为控制电路提供电源的辅助电路等。

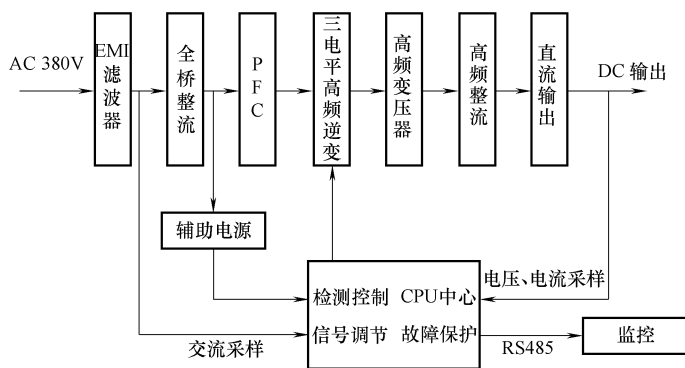


图 9-4 整流模块工作原理图

五、直流系统的监控模块和绝缘监测仪、电池巡检仪

(一) 监控模块

监控模块是电力直流电源系统的管理和控制中心，是直流电源系统的“大脑”，它接收、处理系统各部分的检测数据，根据系统管理和电池管理的要求进行各种控制，同时显示和记录系统的故障信息。并可通过通信接口与综自后台机通信，实现远端对电源设备的监测与控制。

监控模块的主要功能有：电池管理、数据设置、控制、通信、显示和告警等。

1. 电池管理

电池管理是监控模块的核心内容，对系统的运行可靠性是至关重要的。监控模块可对电池的端电压、充放电电流、电池室温度及其他参数进行实时在线监测。可准确地根据电池的充放电情况估算电池的容量变化，还能按用户事先设置的条件自动转入限流均充状态，通过控制系统的母线电压来完成电池的正常均充过程。并可自动完成电池的定时均充维护，均/浮充电压温度补偿等工作，实现了全智能化电池管理，无需人工干预。

2. 数据设置

通过键盘输入和 LCD 实时显示进行交互式操作，设置系统参数。一旦这些参数输入到监控模块，监控模块将保存这些设置数据，并以设置数据作为指导系统运行的基础。这些参数包括监控模块自身的参数和各个功能模块的参数，各功能模块以串口通信的方式与监控模块相连接。

3. 控制功能

监控模块根据采集到的数据，参考监控模块的设置，进行综合处理和判断后，控制下级设备执行相应的动作，主要的动作有：整流模块均/浮充转换、整流模块输出限流、整流模块开/关机等，同时监控模块还可以通过通信端口向各种数据采集模块发出控制指令，使其执行指令并完成相应的操作。监控模块还可以通过告警干接点输出无源信号，供外部设备使用。

4. 通信功能

监控模块的通信功能包括与下级设备的通信和与热控 DCS 的通信两部分。与下级设备的通信实现在一条总线上挂多个设备的目的；与后台热控 DCS 通信可以将电流、电压、报警信息传输到 DCS 系统中。

5. 显示功能

监控模块对下级设备上报的各种信息进行处理后实时显示，这些信息包括数据采集、参数设置、信息提示等，如系统的母线电压、电池的充电电流、模块的电压和电流以及报警信息等。通过监控模块的键盘和 LCD 显示屏，可以随时查阅系统运行信息和历史信息、当前告警信息和历史告警信息等。

6. 告警功能

部分告警信息是由下级设备产生的，下级设备将故障信息通过串口发送到监控模块，当监控模块接收到此告警信息并做相应的处理后，在 LCD 屏上实时动态显示，并伴有声光告警。

另一部分告警信息是监控模块根据接收到的各种数据采集模块上传的数据和系统参数进行比较后产生的，告警信息的处理方式同上。

(二) 绝缘监测仪

1. 绝缘监测仪作用

绝缘监测仪用来监测母线和支路的绝缘下降情况，在正常运行情况下，绝缘监测仪对母线电压进行监测，通过监测母线电压计算母线对地的绝缘电阻。当母线对地绝缘电阻低于设定的告警值时，绝缘监测仪进入支路巡检状态，测量出有绝缘下降的支路和绝缘电阻，并通过面板的 LED 指示灯发出告警，同时将此告警信息上送到监控模块显示。

2. 绝缘监测仪原理

绝缘监测仪采用平衡电桥法检测直流母线的绝缘电阻。平衡电桥法在绝缘监测仪主机内部设置 2 个阻值相同的对地分压电阻 R_1 、 R_2 ，通过它们测得母线对地电压 V_1 、 V_2 。平衡电桥检测原理框图见图 9-5。

当 $R_x = R_y = \infty$ 时，直流系统无接地。此时， $V_1 = V_2 = 110\text{V}$ 。

当直流系统单端接地时，得以下方程：

$$\frac{V_1}{R_1 // R_x} = \frac{V_2}{R_2} \quad (9-1)$$

通过此方程式可求得单端接地电阻 R_x 或 R_y 。

当系统出现双端接地时，得以下方程：

$$\frac{V_1}{R_1 // R_x} = \frac{V_2}{R_2 // R_y} \quad (9-2)$$

此时，不能直接求解，处理方法是將 R_x 、 R_y 中较大的一个视为无穷大，按单端接地的情况求解，所求得的对地电阻值大于实际值。 R_x 、 R_y 的实际值越接近，则测量误差越大，达到 $R_x = R_y$ 时，测量误差 ∞ 。

平衡电桥法的优点是它属于静态测量，直流母线对地电容的大小不影响测量准确度。由于不受接地电容的影响，检测速度快。缺点是双端接地时，测量误差大，不能检测平衡接地。

当直流母线绝缘电阻低于设定的报警值时，绝缘监测仪自动启动支路巡检功能。支路检测工作原理是通过检测直流系统各个馈线支路上的漏电流来实现的，而漏电流传感器采用霍尔电流传感器，当某支路出现接地故障时，该支路的霍尔电流传感器即能输出信号，绝缘监测仪就能采样此信号，判断出接地支路。

(三) 电池巡检仪

直流系统一般配备电池巡检仪在线跟踪监测电池组电压、充放电电流、电池表面温度等参数。电池巡检仪可以对每个电池的性能状态实时监测，同时传输数据给监控模块，利于检修运行对电池巡检和维护。

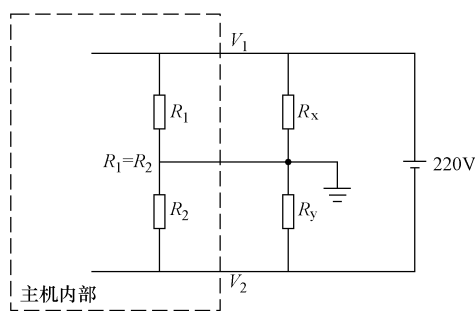


图 9-5 平衡电桥检测原理图

第二节 直流系统运行方式

一、惠州 LNG 电厂直流系统正常运行方式及运行规定

1) 所有充电器的整流模块交流侧共有两路电源，正常运行时，其中一路交流电源投入运行；另外一路交流电源处于备用状态。当正在运行中的交流电源发生故障时，则该路电源自动退出运行，而处于备用状态的交流电源自动投入运行。

2) 各直流系统交流电源主要来自机组保安段，提高交流电源的可靠性。

3) 正常情况下，蓄电池组和充电器并列运行，充电器供给正常的负载电流，还以很小

的电流给蓄电池组浮充电，以补偿蓄电池组的自放电。蓄电池组作为冲击负载和事故供电电源。

4) 正常运行时，不允许由蓄电池或充电器单独带直流母线运行。

5) 单个蓄电池电压在浮充电运行方式时，电压应保持在 $2.23 \pm 0.01\text{V}$ 范围之内。蓄电池电解液正常温度应为 $15 \sim 25^\circ\text{C}$ ，充放电时，温度不得超过 40°C 。蓄电池室的温度应保持在 $10 \sim 30^\circ\text{C}$ 。

6) 每个整流模块的输出电压差应该在 2V 范围之内，输出电流差在 1A 范围之内。

7) 各直流系统的整流模块均采用 N-1 配置模式，即当任何一组整流模块故障，不影响本直流系统的正常运行。

8) 任意两段直流母线不允许长期并列运行。正常运行时联络开关应断开，当一组蓄电池需要退出运行时，应先合上联络开关然后退出蓄电池。

9) 充电器的输出电压是随环境温度变化而自动变化，当环境温度每上升 1°C ，单个蓄电池的充电电压会降低 3mV ；当环境温度下降 1°C ，单个蓄电池充电电压增加 3mV 。

10) 两段直流母线并列操作前，应检查两侧母线电压偏差不应超过其额定电压的 5% ，且极性相对应，否则应调整电压后操作。如果两段准备并列的母线都有接地故障，且接地分别为不同极性时，禁止合上母线的联络开关，防止造成系统两点接地而使设备误动作跳闸。

11) 在投入充电器的操作中，应先起动充电器，检查充电器输出电压正常后，再合上充电器的直流侧出口开关。

12) 所有 110V 和 220V 直流系统的充电器根据设定的条件，可以实现对蓄电池浮充转均充和均充转浮充的操作。同时，也可以采取手动切换的方式实现对蓄电池的浮充转均充和均充转浮充的操作。

13) 在机组停机期间，如果直流系统相关负载仍需要工作，直流系统母线不允许停电。

14) 蓄电池室内严禁烟火，应经常保持通风良好。更换室内灯泡，必须照明灯电源断开后进行，充放电过程中禁止更换灯泡，防爆灯罩应保持完整。

15) 直流母线绝缘电阻不应低于 $50\text{M}\Omega$ 。整个直流系统绝缘电阻不应低于 $0.5\text{M}\Omega$ 。

16) 每一组蓄电池通过直流母线联络开关，可同时供给两段母线的正常直流负载，但不能同时承受两段母线的全部事故直流负载，应尽可能缩短一组蓄电池供两段母线的运行时间。

17) 蓄电池应尽量安排在机组大小修或临修时进行充放电工作。蓄电池定期的充放电可以大大提高蓄电池的使用寿命，一般以一年一次为宜。

18) 蓄电池正常运行每天白班巡检一次；充放电期间应加强巡视。

19) 当直流系统的充电器、蓄电池或直流负载还在运行时，不允许长时间将本单元的总监控模块退出运行。

20) 在停运某段直流母线运行时，必须先确认其所供电的负载已全部转移或可以停运后，才能停电。

21) 正常运行时，如果充电器需退出运行，应先将与其对应的直流母线转由其他直流系统供电，然后停运该充电器以及对应的蓄电池。如果蓄电池需退出运行，应先将与其对应的直流母线转由其他直流系统供电，然后停运该蓄电池以及对应的充电器。

22) 蓄电池放电后充电，应用不带直流母线的充电器充电，等蓄电池转为浮充状态后，

再把蓄电池和对应的充电器转为正常运行方式。

二、直流系统正常运行的检查

(一) 运行中的充电器的检查和巡视

- 1) 各运行指示灯亮且正确。
- 2) 各开关、隔离开关、旋转选择开关位置正确，电压、电流表指示正常，无过充电或过放电现象。
- 3) 监控模块上无保护动作和充电器故障信号。
- 4) 充电器各部件无过热、振动过大、松动异音现象，开关、隔离开关等接触良好。
- 5) 检查防雷器良好，与地网可靠连接。
- 6) 设备各部分完好无损，盘内清洁、无杂物、无异味。

(二) 直流联络柜和馈线柜的检查和巡视

- 1) 柜内应保持清洁，温度正常，无焦臭味，干燥、通风良好。
- 2) 柜内表计、指示灯指示正确，开关、隔离开关位置正确。
- 3) 馈线柜的绝缘检测模块无异常报警，各馈线绝缘良好，直流母线电压正常。
- 4) 各柜内各元件无松动、过热、异常现象。
- 5) 各柜门是否关好，锁好。

(三) 蓄电池组的检查

- 1) 电池巡检仪各运行指示灯亮且正确。
- 2) 蓄电池在线监测管理装置无异常报警。
- 3) 电池外部完整无破裂、无杂物，各接头连接牢固，无松动、腐蚀、发热现象，蓄电池测温探头摆放正确并完好。
- 4) 蓄电池室内应保持清洁，电池及台架无污垢，室温应保持在 25℃ 左右。
- 5) 蓄电池室内照明、通风良好，无任何火源。
- 6) 蓄电池室的门窗应关好，应无漏水和进水现象。
- 7) 检查蓄电池室轴流风机运行正常。

三、直流系统的倒闸操作

(一) 充电器投入运行的操作

- 1) 检查所有相关的工作票已结束，临时安全措施已拆除。
- 2) 检查充电器交流输入电源开关在断开位置，充电器直流输出开关、蓄电池输出开关、蓄电池放电输出开关、蓄电池充电开关、联络开关、所有负载开关都在断开位置。
- 3) 确认相关控制熔断器已送上。
- 4) 合上充电器交流输入电源开关，并检查交流电压正常。
- 5) 将各台整流模块投入运行，并检查各整流模块的输出电压、电流正常。
- 6) 合上充电器的直流输出开关。
- 7) 合上蓄电池输出开关。
- 8) 检查所有信号、灯光指示正常，无异常报警。直流母线电压正常，充电器内部风扇运行正常。

(二) 充电器退出运行的操作

- 1) 检查充电器交流输入电源开关在合上位置，充电器直流输出开关、蓄电池输出开关在合上位置，联络开关在断开位置。
- 2) 将两段直流母线并列，(操作方法详见(五)；如直流母线需停运，则不进行此项操作)。
- 3) 将蓄电池输出开关断开，退出需停电的直流母线对应的蓄电池组。
- 4) 将所有整流模块停运。
- 5) 断开需停运充电器的直流输出开关。
- 6) 断开需停运充电器的交流输入电源开关。

(三) 蓄电池放电试验的操作方法

- 1) 检查需放电蓄电池对应的直流母线已经转由另一段母线同时供电。
- 2) 断开该蓄电池输出开关和对应充电器的输出开关。
- 3) 检查该蓄电池的充电开关、试验放电输出开关在断开位置。
- 4) 确认放电试验电阻已经接好，所有的试验条件已经具备。
- 5) 合上该蓄电池的放电输出开关。
- 6) 检查该蓄电池放电电流正常。

(四) 蓄电池充电的操作方法

- 1) 检查直流充电器已投入运行，直流输出电压正常，无异常报警。
- 2) 检查充电器输出开关已断开。
- 3) 检查蓄电池输出开关已断开。
- 4) 检查蓄电池放电开关已断开。
- 5) 合上蓄电池的充电开关，检查蓄电池的充电电流在正常范围。

(五) 直流母线并列的操作方法

- 1) 检查准备并列的两段母线的联络开关在断开位置。
- 2) 检查准备并列的两段母线没有同时存在不同极性接地报警。
- 3) 检查准备并列的两段母线的电压差小于其额定电压的5%。
- 4) 合上准备并列的两段母线的联络开关。
- 5) 检查并列后的环流在正常范围，无异常报警信号。
- 6) 将欲退出运行的充电器或蓄电池对应的充电器直流输出开关和蓄电池的输出开关断开。

第三节 直流系统事故处理

(一) 直流母线电压低报警处理

- 1) 如果报警母线的充电器及蓄电池全部因故障退出，经确认母线绝缘合格后，通过联络开关倒换到另一段直流母线供电，通知维修处理。
- 2) 如果就地测量直流母线电压正常，则可以判断为误报警或误整定报警设定值，通知维修处理。
- 3) 检查充电器及蓄电池的输出电流，是否是负载过电流而造成系统电压低，进一

步查找过电流原因，排除故障。

4) 如果直流母线电压确实偏低。应检查充电器的所有整流模块的输出电压是否偏低，如是，则可能是充电器的监控装置故障引起，将该直流母线通过联络开关倒换到另一段直流母线供电，并停运该充电器，通知维修处理。

(二) 直流母线电压高报警处理

1) 如果就地测量直流母线电压正常，则可以判断为误报警或误整定报警设定值，通知维修处理。

2) 如果直流母线电压确实偏高，检查是否由于充电器的某个整流模块电压输出偏高引起，如是则停运该模块运行。如果输入电压正常，所有整流模块的输出电压偏高，则可能是充电器的监控装置故障引起，将该直流母线通过联络开关倒换到另一段直流母线供电，并停运该充电器，通知维修处理。

(三) 直流系统接地处理

直流系统发生一点接地后，如再发生另一点接地将可能造成保护误动、拒动，设备控制失灵。发现直流系统接地后应及时处理，处理方法如下：

1) 就地测量直流母线正、负母对地电压是否正常，以确定是哪一极接地，或是误报警；

2) 若测量后确认存在接地，在就地绝缘监控装置的液晶屏上查询接地极性是否正确，并记录接地电阻值，尽快通知维修处理。

3) 在就地绝缘监控装置上查询有无回路接地报警。如果没有回路接地报警，则可能是母线或直流模块部分发生接地故障，此时应禁止任何人在直流回路上进行与查找接地无关的工作；如果有回路接地报警，则记录报警的回路号，并做以下处理：

① 禁止任何人在直流回路上进行与查找接地无关的工作。

② 询问有无维修人员在直流回路上工作或报警时有无起动直流负载。如果维修人员工作的直流回路或起动的直流负载的电源回路与报警回路号吻合，可以要求维修人员暂时停止工作或暂时停止之前起动的直流负载的方法，来初步判断直流接地故障点。

③ 对于可以短时停电的直流负载，可以采用瞬间断电的方法查找故障。（控制用直流系统的负载禁止采用瞬间断电方法查找故障点）。

(四) WEPR 系列整流模块故障汇总表（见表 9-1）

表 9-1 WEPR 系列整流模块故障汇总表

序号	故障名称	故障起因原因	故障后果	备注
1	交流过电压保护	交流输入电压 $\geq 463 \pm 7V_{ac}$	全部整流模块自动关机	可自动恢复
2	交流欠电压保护	交流输入电压 $\leq 317 \pm 7V_{ac}$	全部整流模块自动关机	可自动恢复
3	交流断相保护	三相交流输入断相	全部整流模块自动关机	可自动恢复
4	输出过电压保护	$> 300V_{dc}$ (220V 系列), $> 150V_{dc}$ (110V 系列)	本整流模块自动关机	不可自动恢复,排除故障后需断电重新开机才能恢复
5	输出短路电流回缩保护	直流输出有短路故障短路	电流回缩限制在额定值的 40%	可持续短路 24h,可自动恢复

(续)

序号	故障名称	故障起因原因	故障后果	备注
6	风扇故障保护	当模块内部温度达到风扇的开启温度时,风扇没有正常起动	本整流模块自动关机	可自动恢复,当温度下降到风扇的停止温度时,该整流模块自动开机
7	模块过温关机保护	$\geq 85 \pm 5^{\circ}\text{C}$	本整流模块自动关机	可自动恢复,当温度恢复至 $65 \pm 5^{\circ}\text{C}$ 自动开机
8	限制最大输出功率	当输出电压超过 260V (220V 系列) 或 130V (110V 系列) 时	最大输出电流被限制在 90% 模块额定输出电流	可自动恢复
9	模块过温电流回缩保护	模块内空气温度高	当温度超过 60°C 且小于 65°C 时,输出电流回缩限制在本整流模块额定电流的 70%; 当温度超过 65°C 时,输出电流回缩限制在本整流模块额定电流的 50%	可自动恢复

第四节 运行经验分享

一、直流系统接地故障

事件经过:

某厂#3 机组 110V 直流母线接地报警,检查绝缘监测装置上有支路接地报警,通知电气检修人员利用直流接地故障检测仪查找对应的报警支路,发现#3 机组中压进汽管疏水气动阀电磁阀线圈有接地。

结论:

- 1) 直流系统绝缘监测装置应具备监测支路接地的功能,这样能够快速定位故障支路。
- 2) 当直流系统接地故障报警时,首先应通过测量母线电压的方法确认是否真实发生了接地故障及接地的极性,然后通过绝缘监测装置判断哪条支路存在接地,最后采用先进的便携式直流接地故障检测仪查找到具体的接地点。
- 3) 一般情况下,不建议采用瞬时断电的方法查找接地点。

二、直流正极、负极接地运行的危害实例

事件经过:

某厂#1 机组停运状态时, #1 厂高变压力释放保护动作,DCS 上出现以下报警: #1 厂高变压力释放保护动作; #1 机组 110V 直流系统接地; #1 主变高压侧开关跳闸; #1 机组 6kV 母线进线开关跳闸。

原因分析:

#1 厂高变压力释放装置因雨天进水，该保护装置发生非同极性两点接地，导致#1 厂高变压力释放保护误动作。

结论：

当直流系统发生非同极性的两点接地时，会造成保护或设备发生误动作、拒动作以及短路故障等危害。所以对于直流系统设备的运行，有以下建议：

- 1) 对于安装在室外的保护装置应重点加强防水密封措施。
- 2) 如果发生直流系统单极接地应尽快查找接地故障并消除，防止扩大为两点接地故障。
- 3) 两段直流母线并列时，必须确认两段母线不存在非同极性接地，否则不允许母线并列操作。
- 4) 两段直流母线首次并列时，必须确认极性一致。

第十章 厂用电系统

第一节 厂用电的接线方式和运行方式概述

一、概述

在发电厂电力生产过程中，自身将消耗部分电能，此部分电能称为厂用电（自用电）。为发电厂内各用电负载供电的系统称为厂用电系统。厂用电系统一般由高、低压厂用变压器，高、低压配电母线及配电装置组成。发电厂直接用于发电过程的自用电量占发电量的百分比称为厂用电率。

（一）厂用电接线基本要求

厂用电接线除应满足正常运行的安全、可靠、灵活、经济以及检修、维护方便等一般要求外，还应满足：

1) 各机组厂用电系统应是独立的，以保证一台机组故障停运或其辅助机械的电气故障，不应影响到另一台机组的正常运行，并能在短时间内恢复本机组的运行。尽量缩小厂用电系统的故障影响范围，并应尽量避免引起全厂停电事故。

2) 充分考虑电厂正常、事故、检修、起动等运行方式下的供电要求，尽可能地使切换操作简便，并能与工作电源顺利短时并列。

3) 全厂性公用负载接在专门设立的公用配电段上，避免厂用电系统的复杂化，无过渡问题。并需结合远景规划统筹安排，尽量便于过渡且尽可能少改变接线和更换设备。

4) 厂用电的工作电源及备用电源接线应能保证各单元机组和全厂的安全运行。工作变压器和备用变压器的容量符合要求。

5) 便于分期扩建或连续施工，不至中断厂用电的供应。

6) 大型机组应设置足够容量的交流事故保安电源。当全厂停电时，可以快速起动并自动向保安负载供电。另外，还要设计符合电能质量指标的交流不间断电源，保证不允许间断供电的热工负载和计算机的用电。

7) 积极慎重地采用经过试验鉴定的新技术和新设备，使厂用电源系统技术先进、经济合理、保证机组安全地运行。

（二）厂用负载分类

以惠州 LNG 电厂为例，该厂厂用电采用 6kV 和 380V 两个电压等级，按其在学习过程中的重要性，厂用负载可分为以下几类：

1) I 类负载：短时（手动切换恢复供电所需时间）的停电可能影响人身或设备安全，使生产停顿或发电机组出力大量下降的负载。例如：给水泵、循环水泵、凝结水泵等。

2) II 类负载：允许短时停电，但停电时间延长，有可能损坏设备或影响正常生产的负载。例如：给水再循环泵、真空泵等。

3) III类负载:长时间停电不会直接影响生产的负载,例如检修电源等。

4) 不停电负载:在机组运行期间,以及正常或事故停机过程中,甚至在停机后的一段时间内,需要进行连续供电的负载,简称“0 I”类负载。例如,电子计算机、热工保护、自动控制和调节装置等。

5) 事故保安负载:在发生全厂停电时,为了保证机组安全地停止运行,事后又能很快地重新起动,或者为了防止危及人身安全等原因,需要在全厂停电时继续供电的负载。按负载所要求的电源为直流或交流,又可分为直流保安负载(如汽机直流润滑油泵、发电机密封直流油等)和交流保安负载(如交流润滑油泵、盘车电动机、顶轴油泵等)。

二、厂用电的接线方式

采用“按机组分段”的接线原则,即将厂用电母线按照机组的台数分成若干独立段,既便于运行、检修,又能使事故影响范围局限在单台机组,不会导致过多干扰正常运行的机组。

厂用电系统设备装置一般都采用可靠性高的成套配电装置,这种成套配电装置发生故障的可能性很小,因此,厂用高、低压母线采用接线简单、清晰,设备少、操作方便的单母线接线形式。

(一) 6kV 厂用电接线

每台机组的6kV高压厂用母线只有一段。供成对设置的大容量电动机(凝结水泵和给水泵、循环水泵)、低压厂用变压器、机组起动励磁变压器、SFC变压器和部分公用负载。

6kV母线正常工作电源来自厂高变低压侧。每台机组配置一台独立的厂高变。厂用电系统按照发电机出口装设断路器原则设计,厂用电源都从发电机至主变压器之间的封闭母线引接,即从发电机出口经厂高变将发电机出口电压降至厂用高压6kV。发电机运行时,自带本机组厂用电;发电机停机时,只要断开发电机出口断路器,厂用负载仍可从系220kV主变,再经厂高变供电。这种接线方式机组正常起、停不需切换厂用电,只需操作发电机出口开关,厂用电可靠性高。

6kV母线备用电源来自220kV启备变低压侧,正常运行时启备变处于空载状态。同时在6kV母线工作电源(厂高变)和备用电源(启备变)之间设置6kV厂用电快切装置,能实现正常的6kV母线电源倒闸切换和事故自动切换。

启备变的容量为100%厂高变容量,一台有载调压启备变可以作为全厂机组的6kV母线备用电源,能保证机组在事故状态下安全停机的要求。同时在机组厂高变检修时可作为其备用电源。

主厂房6kV高压开关柜采用铠装中置式真空开关柜,用来接受和分配电能,并对电路实行控制、保护及检测,其柜体分为四个独立的小室:母线室、断路器室、电缆终端室和低压室。

6kV高压厂用电系统中性点的运行方式为中性点经高电阻接地。这种系统发生单相接地时,三相用电设备能正常工作,允许暂时继续运行2h,因此可靠性高,其缺点:这种系统发生单相接地时,其他两相完好,相对地电压升到线电压,是正常时的 $\sqrt{3}$ 倍,因此绝缘要求高,绝缘费用增加。同时设专门的母线接地监察装置,以便使运行人员及时地发现一相接地故障,从而切除电网中的故障部分。

(二) 380V 厂用电接线

380V 厂用电系统采用 380/220V 中性点直接接地的三相四线制（接线），动力与照明合用一个电源供电。中性点直接接地方式：当发生一相对地绝缘破坏时，即构成单相短路，供电中断，可靠性降低。但是，该方式下非故障相对地电压不变，电气设备绝缘水平可按相电压考虑。

380V 厂用电采用动力中心（PC）和电动机控制中心（MCC）两级供电方式供电。低压电动机控制中心和容量为 75 ~ 200kW 的电动机由动力中心供电，75kW 以下的电动机由低压电动机控制中心供电。

380V 各动力中心，如机组工作 A 段、机组工作 B 段、化水 A 段、化水 B 段等，基本接线为单母线分段。每一 380V 的 PC 单元设两段母线，两端母线之间设置联络断路器。每段母线通过一台低压厂用变压器供电，两台变压器的高压侧分别接至厂用高压母线的不同段上（除机组公用 A 变和 B 变均接在机组 6kV 母线上）。两段低压母线之间设一联络开关。工作电源与备用电源之间的关系，采用暗备用方式，即两台低压厂用变压器分别带一段母线，互为备用，一台低厂变故障或其他原因停运时，通过联络断路器另一台低厂变能满足同时带二段母线的负载运行的要求。工作母线段间联络开关不装设自动装置，因为其负载允许短时停电，而且不装设自动装置可以避免备用电源投合在故障母线上时扩大为全部母线所用电的停电事故。

MCC 采用单母线接线，但电源有两路，采用明备用方式，即系统正常运行时，备用电源不工作。电源一般来自两路不同的动力中心或者临近的其他电动机控制中心。同时配备手动电源切换开关或者自动电源切换装置。实现母线失电时的电源切换。例如机组 MCC 段、机组 GT/ST MCC 段、正常照明配电段等。

每台机设置两台容量为 1000 kVA 并且互为暗备用的机组工作变压器、一台容量为 300 kVA 起励磁变压器，电源来自机组 6kV 母线。

全厂分别配置两台互为暗备用变压器、厂区变压器、化水变压器，电源分别来自两台不同机组的 6kV 母线。还配置两台分别独立的 SFC 变压器，作为 M701F3 型燃气轮机起动装置 SFC 的电源，SFC 变压器的电源分别来自两台机组的 6kV 母线。

所有户内布置的低压变压器均为干式变压器，联结组标号为 Dyn11，低压绕组中性点直接接地。每台干式变压器对应一段 380V 母线，两段 380V 母线之间设有联络开关，正常运行时每台变压器自带本段母线运行，联络断路器断开，当其中一台变压器故障退出运行时，可手动进行切换，不考虑自动投入的方式。

(三) 交流保安电源系统接线

每台机组设置一台柴油发电机组，一段交流事故保安段母线。保安段母线共有四回电源进线，两回正常电源（保安段进线电源一、二）分别来自自身机组 380V 工作 A、B 段，一回紧急备用电源来自柴油发电机组，一回后备电源（保安段进线电源三）来自另一台机组 380V 工作 B 段。正常运行时，保安段母线由一回自身机组工作段母线供电，两路正常电源进线开关均应在 DCS 上将联锁方式设置为投入。

三、厂用电的运行规定

1. 正常运行时，机组 6kV 母线应由本机组的厂高变供电，220kV 启备变处于空载运行状态，同时启备变分支开关操作画面中的“INTERLOCK ON”应设为投入。不允许由启备

变长期带机组 6kV 母线。

2. 正常运行时,一台厂高变或启备变只允许供一段 6kV 母线及该母线上所带所有负载。
3. 特殊情况下,启备变可以供两段 6kV 机组母线运行,但要严格遵循以下几点:
 - 1) 密切监视启备变绕组温度、油温和油位是否在正常范围内;
 - 2) 密切监视启备变低压侧总电流,原则上其总电流不能大于启备变低压侧额定电流的 115%;
 - 3) 如需起动 SFC 装置运行,必须确认其总电流不能大于启备变低压侧额定电流;
 - 4) 做好启备变失电的事故预想。
4. 正常运行时,所有开关应在远程进行分合闸操作。
5. 正常运行时,6kV 系统的母线电压应控制在 6.0 ~ 6.3kV 范围内,最高不得超过 6.6kV,最低不能低于 5.7kV。
6. 正常运行时,380V 系统的母线电压应控制在 380 ~ 400V 范围内,最高不得超过 420V,最低不能低于 360V。
7. 6kV 厂用电正常运行时,快切装置应投入。厂高变和启备变正常倒换采用 MFC2000-2 快切装置的“并联”方式进行切换,且不允许长期并列。
8. 厂高变和启备变进行半自动并联切换时,检查备用开关确已合上后,应尽快手动跳开原工作开关。若应跳开的开关未在 10s 内动作,此时 MFC2000-2 快切装置将自动跳开刚合上的开关。
9. 380V 各分段母线的联络开关正常运行时处于热备用状态,在一段(以 A 段为例)380V 母线上级的低压厂用变压器及其 6kV 开关需要检修停电前,应先采用合环不停电的操作方式,检查确认 A、B 两段 380V 母线电压相序相同,相角差在 15 度以内,电压差值在 20V 以内,并保证 A 段母线进线开关断开后 B 段母线的进线开关不会过载,合上 A、B 段 380V 母线的联络开关,断开 A 段母线的进线开关,最后停运对应的低压厂用变压器。
10. 380V 各分段母线在运行过程中突然失电后,其对应的母联开关不会自动合上,若发现低压厂用变压器高压侧 6kV 开关有保护跳闸信号,应查明失电原因并迅速排除故障。若失电 380V 母线需要尽快送电,必须检查确认失电 380V 母线及其馈线电源、母线 PT 均不存在接地、短路的故障后,方可合上母线开关给该段母线送电。
11. 380V 保安段母线两路工作段电源正常切换时,应采用先并后断的方式,防止 380V 保安段母线短时失电。

第二节 6kV 厂用电系统

一、6kV 厂用电快切装置

以惠州 LNG 电厂为例,该厂的 6kV 厂用电快切装置为东大金智电气自动化有限公司设计生产的 MFC2000 型计算机厂用电快切装置,适用于有较多高压电动机负载,对电源切换要求较高,在电源切换时不能造成运行中断或设备冲击损坏等场合。

(一) 快切装置的切换方式及原理

发电机组对厂用电切换的基本要求是安全可靠。其安全性体现为切换过程中不能造成设

备损坏，而可靠性则体现为提高切换成功率，减少备用变过电流或重要辅机跳闸造成锅炉汽机停运的事故。

1. 厂用电切换方式

厂用电电源切换的方式可按开关动作顺序分，也可按起动原因分，还可按切换速度进行分类。

(1) 按开关动作顺序分类（动作顺序以工作电源切向备用电源为例）

1) 并联切换。先合上备用电源，两电源短时并联，再跳开工作电源。这种方式多用于正常切换，如起、停机。并联方式另分为并联自动和并联半自动两种。

2) 串联切换。先跳开工作电源，在确认工作开关跳开后，再合上备用电源，母线断电时间至少为备用开关合闸时间。此种方式多用于事故切换。

3) 同时切换。这种方式介于并联切换和串联切换之间。合备用电源开关，命令是在跳工作电源开关命令发出之后、工作电源开关跳开之前发出。母线断电时间大于 0ms 而小于备用电源开关合闸时间，可设置延时来调整。这种方式既可用于正常切换，也可用于事故切换。

(2) 按起动原因分类

1) 正常手动切换。由运行人员手动操作起动，快切装置按事先设定的手动切换方式（并联、同时）进行分合闸操作。

2) 事故自动切换。由保护接点起动。发变组、厂变和其他保护出口跳工作电源开关的同时，起动快切装置进行切换，快切装置按事先设定的自动切换方式（串联、同时）进行分合闸操作。

3) 不正常情况自动切换。有两种不正常情况，一是母线失压，当母线电压低于整定电压达整定延时后，装置自行起动，并按自动方式进行切换；二是工作电源开关误跳，由工作电源开关辅助接点起动装置，在切换条件满足时合上备用电源。

(3) 按切换速度分类

- 1) 快速切换；
- 2) 短延时切换；
- 3) 同期捕捉切换；
- 4) 残压切换。

2. 快速切换、同期捕捉切换、残压切换原理

当厂用 6kV 母线工作电源进线开关跳闸后，由于厂用负载多为异步电动机，电动机将惰行，母线电压为众多电动机的合成反馈电压，称其为残压，残压的频率和幅值将逐渐衰减。此时，电动机相当于异步发电机，其定子绕组磁场已由同步磁场转为异步磁场，而转子不存在外加原动力和外加励磁电流。因此，备用电源合上时，若相角差不大，即使存在一些频差和压差，定子磁场也将很快恢复同步，电动机也很快恢复正常异步运行。

(1) 快速切换

如图 10-1 所示的厂用电系统，工作电源由发电机端经厂用高压变压器引入，备用电源由电厂高压母线或由系统经启备变引入。正常运行时，厂用母线由工作电源供电，当工作电

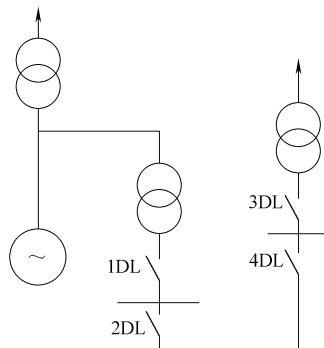


图 10-1 厂用电一次系统（一段）简图

源侧发生故障时,必须跳开工作电源开关 1DL,合 2DL,跳开 1DL 时厂用母线失电。以极坐标形式绘出的某 6kV 母线残压相量变化轨迹(残压衰减较慢的情况)如图 10-2 所示。

图中 V_D 为母线残压, V_S 为备用电源电压, ΔU 为备用电源电压与母线残压间的电压差。合上备用电源后,电动机承受的电压 U_M 为

$$U_M = X_M / (X_S + X_M) \Delta U \quad (10-1)$$

式中 X_M ——母线上电动机组和低压负载折算到高压厂用电压后的等值电抗;

X_S ——电源的等值电抗。

令 $K = X_M / (X_S + X_M)$, 则

$$U_M = K \Delta U \quad (10-2)$$

为保证电动机安全自启动, U_M 应小于电动机的允许启动电压, 设为 1.1 倍额定电压 U_N , 则有:

$$K \Delta U < 1.1 U_N \quad (10-3)$$

$$\Delta U(\%) < 1.1 / K \quad (10-4)$$

设 $K = 0.67$, 则 $\Delta U(\%) < 1.64$ 。图 10-2 中, 以 A 为圆心, 以 1.64 为半径绘出弧线 A'—A'', 则 A'—A'' 的右侧为备用电源允许合闸的安全区域, 左侧则为不安全区域。若取 $K = 0.95$, 则 $\Delta U(\%) < 1.15$, 图 2 中 B'—B'' 的左侧均为不安全区域。

假定正常运行时工作电源与备用电源同相, 其电压相量端点为 A, 则母线失电后残压相量端点将沿残压曲线由 A 向 B 方向移动, 如能在 A—B 段内合上备用电源, 则既能保证电动机安全, 又不使电动机转速下降太多, 这就是所谓的“快速切换”。

图 10-2 中, 快速切换时间应小于 0.2s, 实际应用时, B 点通常由相角来界定, 如 60° , 考虑到合闸回路固有时间, 合闸命令发出时的角度应小于 60° , 即应有一定的提前量, 提前量的大小取决于频差和合闸时间, 如在合闸固有时间内平均频差为 1Hz, 合闸时间为 100ms, 则提前量约为 36° 。

快速切换的整定值有两个, 即频差和相相差, 在装置发出合闸命令前瞬间将实测值与整定值进行比较, 判断是否满足合闸条件。由于快速切换总是在启动后瞬间进行, 因此频差和相差整定可取较小值。

(2) 同期捕捉切换

同期捕捉切换时, 电动机相当于异步发电机, 其定子绕组磁场已由同步磁场转为异步磁场, 而转子不存在外加原动力和外加励磁电流。因此, 备用电源合上时, 若相差不大, 即使存在一些频差和压差, 定子磁场也将很快恢复同步, 电动机也很快恢复正常异步运行。所以, 此处同期指在相角差零点附近一定范围内合闸。

同期捕捉切换有两种基本方法: 一种基于“恒定越前相角”原理, 快切装置实时跟踪频差和相差, 当相差达到整定值, 且频差不超过整定范围时, 即发合闸命令, 当频差超范围时, 放弃合闸, 转入残压切换; 另一种基于“恒定越前时间”原理, 即完全根据实时的频差、相差, 依据一定的变化规律模型, 计算出离相角差过零点的时间, 当该时间接近合闸回路总时间时, 发出合闸命令。

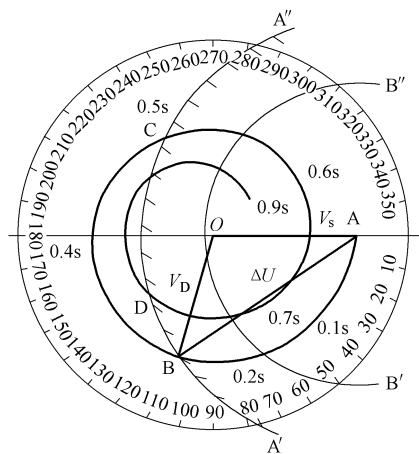


图 10-2 母线残压特性示意图

同期捕捉切换整定值有两个。当采用恒定越前相角方式时，为频差和相角差（越前角）；当采用恒定越前时间方式时，为频差和越前时间（合闸回路总时间）。

(3) 残压切换

当残压衰减到 20% ~40% 额定电压后实现的切换通常称为“残压切换”。残压切换虽能保证电动机安全，但由于停电时间过长，电动机自启动成功与否、自启动时间等都将受到较大限制。如图 10-2 所示的情况下，残压衰减到 40% 的时间约为 1s，衰减到 20% 的时间约为 1.4s。而对另一机组的试验结果表明，衰减到 20% 的时间为 2s。

惠州 LNG 电厂的厂用电自动切换时，首先采用快速切换的方法，快切不成功时转为同期捕捉切换，同期捕捉不成功时，最后进行残压切换。

(二) MFC2000-2 快切装置的信号及含义（见表 10-1）

表 10-1 MFC 2000-2 快切装置的信号及含义

序 号	集控楼信号	信 号 含 义
1	切换完毕	厂用电手动或自动切换完成,切换正确后,来此信号
2	切换失败	厂用电手动或自动切换失败
3	装置闭锁	此信号发出后,装置将自行闭锁,进入等待复归状态,在此状态下,将不响应任何外部操作及启动信号,只能在下列可能的故障或状态消除后,手动复归: 1. PT 断线(见序号 5); 2. 装置异常(见序号 6); 3. 开关位置异常(见序号 7); 4. 保护动作闭锁(当启备变低压侧速断保护、低压侧过电流保护动作;或是厂高变低压侧速断保护、低压侧过电流保护动作后,闭锁装置); 5. 装置动作一次后
4	出口闭锁	当出现以下四种情况时,装置发此信号: 1. 后备电源失电(见序号 8); 2. 装置的方式设置菜单中的“出口投退选择”被置为“退出”; 3. 装置外接的“出口闭锁”开入量有闭锁输入; 4. 装置的“装置快切”、“越前时间”、“越前相角”、“残压切换”均被整定为“退出”。 “出口闭锁”信号不必人为复归,当以上四种情况都不存在时,自动复归
5	PT 断线	6kV 母线 PT 断线
6	装置异常	快切装置自检到 CPU、RAM 等元器件故障
7	开关位置异常	切换过程中,一定时间内(10s 左右),该跳的开关未跳开或是该合的开关未合上
8	后备电源失电	高厂变或启备变 6kV 分支 PT 断线
9	装置失电	快切装置工作电源断电

注：1. 快切装置告警后，其装置面板上“闭锁”灯点亮，需手动复归；
2. 快切装置动作后，其装置面板上“动作”灯点亮，需手动复归；
3. 快切装置正常运行时，其装置面板上“运行”、“工作”灯应点亮。

二、VD4 型 6kV 真空小车开关结构和原理

以惠州 LNG 电厂为例，该厂的 6kV 开关采用的是厦门 ABB 公司的 VD4 型号的真空断路

器，VD4 真空断路器配有结构紧凑、性能稳定的平面蜗卷弹簧操动机构，具有手动和电动两种储能方式，操动机构同时操作三相灭弧室，机械寿命可高达 30000 次，满容量短路电流开断次数可高达 100 次，有极高的操作可靠性。

(一) VD4 型断路器主要技术参数（见表 10-2）

表 10-2 VD4 型断路器主要技术参数

项 目	单 位	数 据
额定电压	kV	12
1min 工频耐压	kV	42
雷电冲击耐压(峰值)	kV	75
额定频率	Hz	50
额定电流	A	630,1250,1600,2000,2500,3150,4000
额定短路开断电流(有效值)	kA	16, 20, 25, 31.5, 40, 50
直流分量		不小于额定短路开断电流的 35%
额定动稳定电流(峰值)	kA	40, 50, 63, 80, 100, 125
3s 热稳定电流(峰值)	kA	16, 20,25,31.5, 40, 50
标准操作顺序		分—3min—合分—3min—合分
自动重合闸操作顺序		分—0.3s—合分—3min—合分
合闸时间	ms	55 ~ 67
分闸时间	ms	33 ~ 45
燃弧时间	ms	≤15
开断时间	ms	48 ~ 60

(二) VD4 型真空断路器结构及动作过程

如图 10-3 所示，断路器本体呈圆柱状。安装在做成托架状的断路器操动机构外壳的后部，断路器本体的导电部分设置在用绝缘材料制成的断路器本体圆筒内，它能使得真空灭弧室免受外界影响和机械的伤害。

1. VD4 真空断路器本体结构

断路器在合闸位置时的主回路电流路径是：从上部接线端子经固定在圆筒体上的灭弧室夹架连接到位于真空灭弧室内部的静触头，而后经过动触头及额定电流为 1250A 的滚动触头，至下部接线端子，依靠绝缘连杆与接触压力弹簧来完成断路器的操作运动。真空灭弧室局部剖视图见图 10-5。

操动机构的基本结构见图 10-6，其储能弹簧是平面蜗卷弹簧，一台操动机构操作三相断路器，拧紧平面蜗卷弹簧将储存足够的能量以供断路器操作的需要。平面蜗卷弹簧有手动储能和电动机储能两种储能方式，具有电动机储能时间短，动作可靠、迅速的特点。VD4 真空断路器剖视图见图 10-4。

2. 断路器动作过程

(1) 合闸动作过程

当按下手动合闸按钮或起动合闸线圈，合闸过程便开始，于是脱扣机构释放由预先已储能的平面蜗卷弹簧并转动主轴，凸轮盘和主轴一起转动，绝缘连杆则由凸轮盘和移动连杆所带动，然后在每相断路器真空灭弧室内的动触头由绝缘连杆带动作向上运动，直至触头接触为止。同时压力弹簧被压紧，以保证主触头有适当的接触压力。在合闸过程中分闸弹簧也同时被压紧。

(2) 分闸动作过程

当按下手动分闸按钮或四个起动脱扣器中的任意一个时，分闸过程便开始，于是脱扣机构允许仍有足够储能的平面蜗卷弹簧去进一步转动轴，由凸轮盘和移动连杆去释放分闸弹簧，于是动触头和绝缘连杆一起以一定的速度向下运动至分闸的位置。

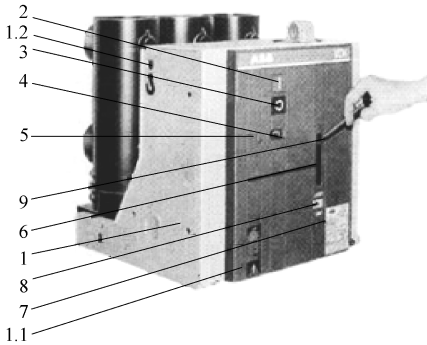


图 10-3 VD4 真空断路器外部结构图

1—断路器操作机构外壳 1.1—面板 1.2—两侧的起吊孔 2—手动合闸按钮 3—手动分闸按钮 4—断路器分合闸位置指示装置 5—断路器动作计数器 6—储能手柄插孔 7—铭牌 8—储能状态指示器 9—储能手柄

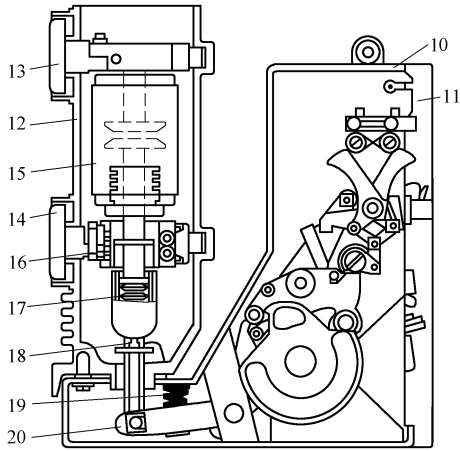


图 10-4 VD4 真空断路器剖视图

10—断路器操作机构外壳 11—面板 12—绝缘材料制成的断路器本体圆筒 13—上部接线端子 14—下部接线端子 15—真空灭弧室 16—滚动触头 17—压力弹簧 18—绝缘连杆 19—分闸弹簧 20—双臂移动连杆

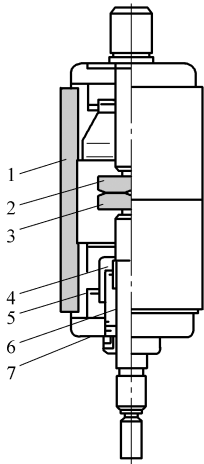


图 10-5 真空灭弧室局部剖视图

1—陶瓷外壳 2—静触头 3—动触头 4—金属波纹管 5—屏蔽罩 6—导向圆柱套 7—筒盖

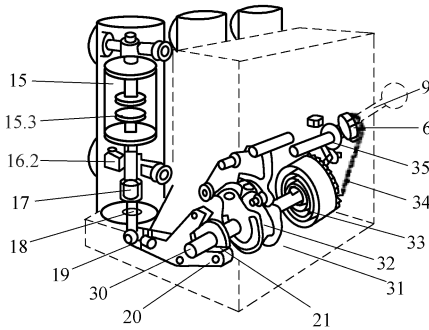


图 10-6 操作机构的基本结构图

6—储能手柄插孔 9—储能手柄 15—真空灭弧室 15.3—动触头 16.2—滚动触头 17—压力弹簧 18—绝缘连杆 19—分闸弹簧 20—双臂移动连杆 21—凸轮盘 30—主轴 31—脱扣机构 32—制动盘 33—带外罩的平面蜗卷弹簧 34—传动链 35—棘轮

三、6kV 母线的保护配置分析

以惠州 LNG 厂为例, 该厂的 6kV 母线的保护为 Wdz-410 线路综合保护测控装置, 主要用于馈线、分支或母线分段回路的综合保护和测控, 内设过电流保护、接地保护, 动作于跳厂高变低压侧开关。装置可配置独立的操作回路和防跳回路。

1. 6kV 母线的保护配置

- 1) 电流速断保护 (低电压闭锁过电流一段);
- 2) 电流限时速断保护 (低电压闭锁过电流二段);
- 3) 过电流保护 (过电流三段);
- 4) 接地保护 (零序过电流保护);
- 5) 过载保护;
- 6) 后加速保护;
- 7) 故障录波。

2. 主要保护功能和原理

保护原理框图见图 10-7。

(1) 过电流一段保护

其动作判据为

$$I_{\max} = \max(I_a, I_b, I_c) \quad (10-5)$$

$$\begin{cases} I_{\max} > I_{gl1} \\ t > t_{gl1} \\ U_{\min} < U_{dybs} \text{ (低电压闭锁)} \end{cases}$$

式中 $I_{\max}$ ——A、B、C 相电流 (I_a, I_b, I_c) 最大值 (A);

I_a ——A 相电流值 (A);

I_b ——B 相电流值 (A);

I_c ——C 相电流值 (A);

I_{gl1} ——过电流一段保护动作电流值 (A);

t_{gl1} ——整定的过电流一段保护动作时间 (s);

U_{dybs} ——低电压闭锁整定值 (V)。

低电压闭锁功能可通过控制字投入和退出。

(2) 过电流二段保护

其动作判据为

$$\begin{cases} I_{\max} > I_{gl2} \\ t > t_{gl2} \\ U_{\min} < U_{dybs} \text{ (低电压闭锁)} \end{cases} \quad (10-6)$$

式中 I_{gl2} ——过电流二段保护动作电流值 (A);

t_{gl2} ——整定的过电流二段保护动作时间 (s)。

低电压闭锁功能可通过控制字投入和退出。

(3) 过电流三段保护

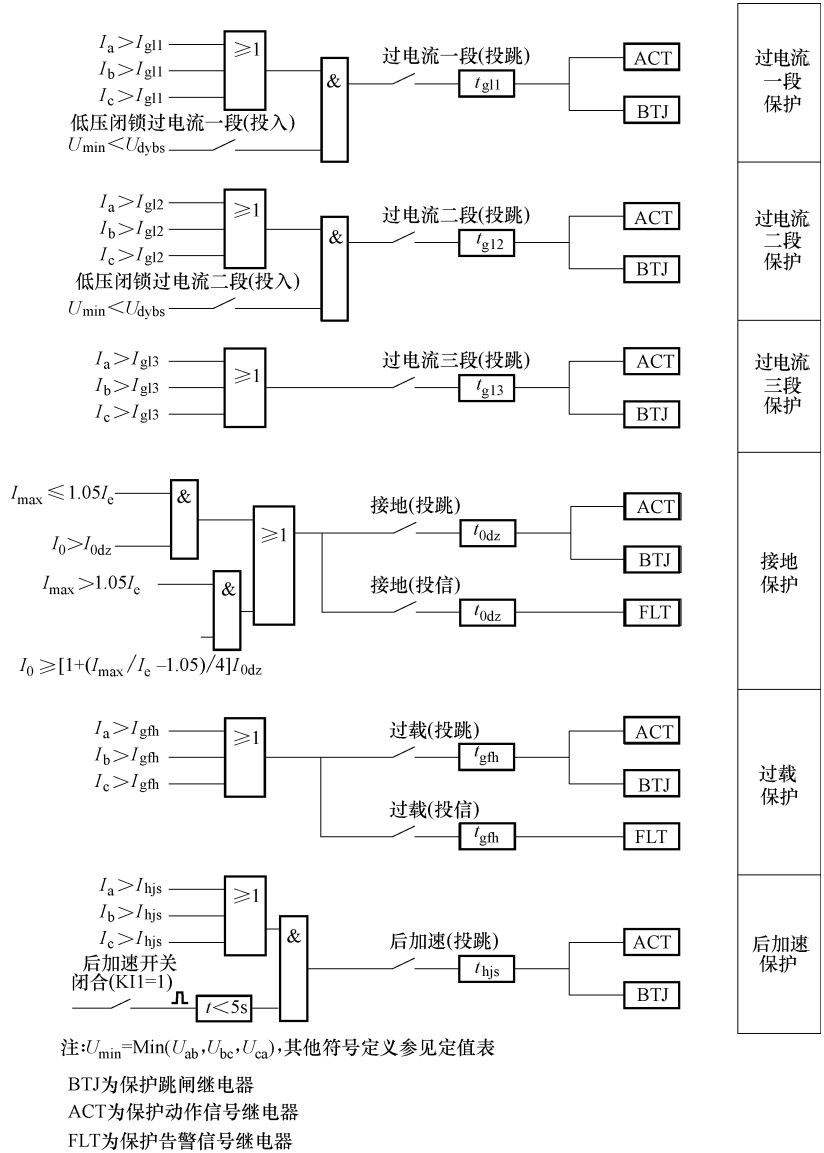


图 10-7 WDZ-410 保护原理框图

其动作判据为

$$\begin{cases} I_{max} > I_{gl3} \\ t > t_{gl3} \end{cases} \tag{10-7}$$

式中 I_{gl3} ——过电流三段保护动作电流值 (A);
 t_{gl3} ——整定的过电流三段保护动作时间 (s)。

(4) 过载保护

其动作判据为

$$\begin{cases} I_{max} > I_{gfh} \\ t > t_{gfh} \end{cases} \tag{10-8}$$

式中 I_{gfh} ——过载保护动作电流值 (A);

t_{gfh} ——整定的过载保护动作时间 (s)。

(5) 接地保护

采用零序 CT 获取馈线/母线分段回路的零序电流, 构成馈线/母线分段回路的单相接地保护。为防止在馈线/母线分段中较大电流下, 由于零序不平衡电流引起本保护误动作, 本保护采用了最大相电流 I_{max} 作制动量, 其动作特性见图 10-8。

$$\begin{cases} I_0 > I_{0\text{dz}} & (\text{当 } I_{\text{max}} \leq 1.05I_e \text{ 时}) \\ \text{或 } I_0 > [1 + (I_{\text{max}}/I_e - 1.05)/4] I_{0\text{dz}} & (\text{当 } I_{\text{max}} > 1.05I_e \text{ 时}) \\ t_0 > t_{0\text{dz}} \end{cases} \quad (10-9)$$

式中 I_0 ——馈线/母线分段的零序电流倍数
(零序额定电流视中性点接地方式而定);

$I_{0\text{dz}}$ ——零序电流动作值 (倍);

I_e ——馈线/母线分段额定电流 (A);

$t_{0\text{dz}}$ ——整定的接地保护动作时间 (s);

t_0 ——接地保护动作时间 (s)。

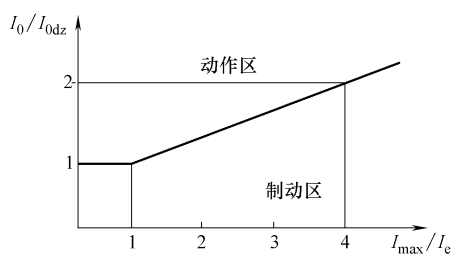


图 10-8 接地保护特性曲线

零序额定电流视中性点接地电流大小确定, 本装置提供 $I_{0e} = 0.02\text{A}$ 和 $I_{0e} = 0.2\text{A}$ 两种供选择。

一般情况下, 中性点小电流接地时, 取 $I_{0e} = 0.02\text{A}$; 中性点大电流接地时, 取 $I_{0e} = 0.2\text{A}$ 。

(6) 后加速保护

为防止合闸于故障线路, 本装置提供了后加速保护。在后加速开关 (开关 1) 闭合后, 后加速保护投入 5s。

第三节 380V 常用开关结构原理

一、380V MT 型空气断路器结构原理

以惠州 LNG 电厂为例, 该厂采用 380V 大容量智能空气断路器, 大电流电动机和 380V 动力中心进线开关、母联开关主要采用的是施耐德公司的 Masterpact MT 开关, 如图 10-9 和图 10-10 所示是该开关的典型结构。

MT 型断路器操作机构内的弹簧必须储能以闭合主触头。弹簧可使用手柄手动储能或 MCH 电动机储能。

MT 断路器合闸和分闸方式有三种: 就地机械分合闸和就地电气分合闸、DCS 远程分合闸。平时主要以 DCS 远程控制分合闸为主。

MT 型断路器有三个位置指示, 分别为工作位置、实验位置和隔离位置。

1) 工作位置: 抽屉开关摇入至开关柜内的“工作”位置, 其主回路上下触头与柜内连线接通, 其二次回路与柜内连线接通。

2) 试验位置: 抽屉开关摇出至开关柜内的“试验”位置, 其主回路上下触头与柜内连

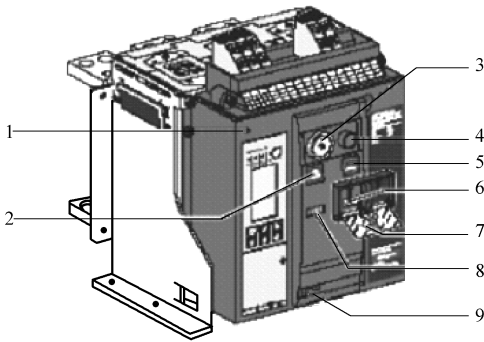


图 10-9 380V MT 型空气断路器外部结构
1—机械跳闸显示复位 2—OFF 按钮 3—OFF 位置锁
4—电气合闸按钮 5—ON 按钮 6—弹簧性能指示
7—按钮锁定 8—触头位置指示 9—计数器

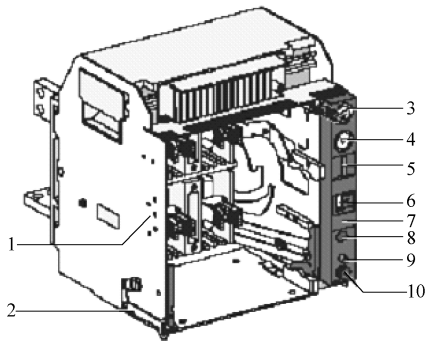


图 10-10 380V MT 型空气断路器内部结构
1—失配保护 2—门联锁 3—进退联锁 4—钥匙锁 5—挂锁 6—位置指示 7—抽架前面板（柜门关闭时也可以） 8—进退手柄插孔 9—复位按钮 10—进退手柄储存

线断开，其二次回路与柜内连线接通。在此位置可以做开关各种电气试验和热控连锁试验。

3) 隔离位置：抽展开关摇出开关柜内的“隔离”位置，其主回路与柜内连线断开，其二次回路与柜内连线断开。在此位置可以保证电气设备的安全检修隔离。

MT 型断路器还自带以下几种保护功能：

- 1) 长延时过电流保护：可防止电缆（相线和中性点）过载；
- 2) 短延时过电流保护：防止配电系统阻抗短路，跳闸延时可用于保证断路器的上下级级联配合。

二、塑壳式断路器

目前 380V 电厂最常用的开关是塑壳式断路器，如图 10-11 所示。

塑壳式断路器的所有零件都密封于外壳中，辅助触点、欠压脱扣器以及分励脱扣器等多采用模块化，由于结构非常紧凑，塑壳式断路器基本不能检修。塑壳式断路器多为手动操作，大容量也有选择电动操作。塑壳式断路器具有简单的过电流保护功能，可以与漏电器、测量、电操等模块单元配合使用。在电厂 380V 低压配电系统中，常用它做终端开关或支路开关。

塑壳式断路器所配备的保护脱扣器有四种：①具有反时限特性的长延时热过载保护；②具有一定时限的短路短延时保护；③短路瞬时保护；④接地保护。

在日常的使用中，根据使用意图和技术经济比较，可以选择带四种保护，也可以选长延时、瞬时或短延时三种保护组成的三段式保护，还可只选长延时、瞬时两种保护两段式保护，短路瞬时分闸时间一般在 20 ~ 30ms 之内，还可选用只有瞬时速断保护的断路器。

塑壳式断路器在配电柜常用的接线形式分为固定式和抽出式。



图 10-11 塑壳式断路器

1) 固定式能满足各电器元件可靠地固定于柜体中确定的位置。柜体外形一般为立方体, 如屏式、箱式等, 也有棱台体如台式等。这种柜有单列, 也有排列。

2) 抽出式是由固定的柜体和装有开关等主要电器元件的可移装置部分组成, 可移部分移换时要轻便, 移入后定位要可靠, 并且相同类型和规格的抽屉能可靠互换, 抽出式中的柜体部分加工方法基本和固定式中柜体相似。

第四节 厂用电动机

一、电动机分类

电动机是利用电与磁的相互转化和相互作用制成的, 根据电动机工作电源的不同, 可分为直流电动机和交流电动机。其中交流电动机还分为单相电动机和三相电动机。根据电动机按结构及工作原理的不同, 可分为直流电动机, 异步电动机和同步电动机。根据电动机按转子的结构不同, 可分为笼型感应电动机 (旧标准称为鼠笼型异步电动机) 和绕线转子感应电动机, 本文主要介绍三相异步电动机、三相同步电动机及直流电动机。

1. 异步电动机

三相异步电动机是应用最广的电动机, 是应用得最普遍的电能为机械能的设备, 几乎每个厂都要用到这种电动机。平时我们说电动机就是指三相异步电动机。三相异步电动机由于结构简单, 运行效率高, 在国民经济的各个领域得到广泛的应用, 发挥着重要的作用。

(1) 工作原理

三相异步电动机转子之所以会旋转, 实现能量转换, 是因为转子气隙内有一个旋转磁场。如图 10-12 所示, 当三相交流电通入定子绕组后, 便形成了一个旋转磁场。旋转磁场的磁力线被转子导体切割, 根据电磁感应原理, 转子导体产生感应电动势。转子绕组是闭合的, 则转子导体有电流流过。电磁力作用于转子导体上, 对转轴形成电磁转矩, 使转子按照旋转磁场的方向旋转起来, 转速为 n 。三相电动机的转子转速 n 始终不会加速到旋转磁场的转速 n_1 。因为只有这样, 旋转绕组与旋转磁场之间才会有相对运动而切割磁力线, 转子绕组导体中才能产生感应电动势和电流, 从而产生电磁转矩, 使转子按照旋转磁场的方向继续旋转。由此可见, $n_1 \neq n$ 且 $n < n_1$ 是异步电动机工作的必要条件, “异步”的名称也由此而来。

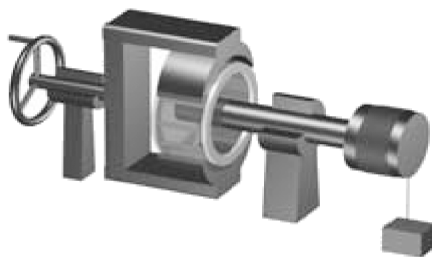


图 10-12 异步电动机工作原理示意图

三相异步电动机转子之所以会旋转, 实现能量转换, 是因为转子气隙内有一个旋转磁场。如图 10-12 所示, 当三相交流电通入定子绕组后, 便形成了一个旋转磁场。旋转磁场的磁力线被转子导体切割, 根据电磁感应原理, 转子导体产生感应电动势。转子绕组是闭合的, 则转子导体有电流流过。电磁力作用于转子导体上, 对转轴形成电磁转矩, 使转子按照旋转磁场的方向旋转起来, 转速为 n 。三相电动机的转子转速 n 始终不会加速到旋转磁场的转速 n_1 。因为只有这样, 旋转绕组与旋转磁场之间才会有相对运动而切割磁力线, 转子绕组导体中才能产生感应电动势和电流, 从而产生电磁转矩, 使转子按照旋转磁场的方向继续旋转。由此可见, $n_1 \neq n$ 且 $n < n_1$ 是异步电动机工作的必要条件, “异步”的名称也由此而来。

(2) 基本结构

如图 10-13 所示, 异步电动机由定子和转子两大部分组成。定子由机座、定子铁心、定子绕组等组成。转子由转子铁心、转子绕组等组成。此外, 还有端盖、轴承及风扇等部件。

2. 同步电动机

同步电动机既可以作为电动机也可以作为发电机使用, 三相同步电动机主要用于功率较大、转速不要求调节的生产机械, 例如拖动大型水泵、空气压缩机和矿井通风机等。

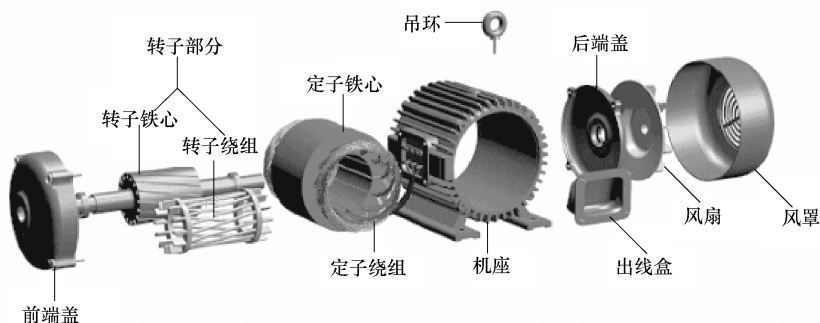


图 10-13 笼型异步电动机主要结构部件

(1) 工作原理

同步电动机的定子部分与三相异步电动机完全一样，是同步电动机的电枢。不同的是同步电动机转子上装有磁极，当励磁绕组通入电流 I_f 时，有了这个电流，使转子相当于一个电磁铁，有 N 极和 S 极。在正常运行时，这个电流是由外部加在转子上的直流电压产生的。以前这个直流电压是由直流电动机供给，现在大多是由晶闸管整流后供给。我们通常把晶闸管整流系统称为励磁装置。另一方面，当三相交流电源加在三相同步电动机定子绕组时，就产生旋转速度为 n 的旋转磁场。转子励磁绕组通电时建立固定磁场，假如转子以某种方式起动，并使转速接近 n_1 ，这时转子的磁场极性与定子旋转磁场极性之间异性对齐（定子 S 极与转子 N 极对齐）。根据磁极异性相吸原理，定子和转子磁场间就产生电磁转矩，促使转子跟旋转磁场一起同步转动（即 $n = n_1$ ），故称为同步电动机。同步电动机实际运行时，由于空载总存在阻力，因此转子的磁极轴线总要滞后旋转磁场轴线一个很小角度 θ ，促使产生一个异性吸力（电磁场转矩）；负载时， θ 角增大，电磁场转矩随之增大，电动机仍保持同步状态。当然，负载若超过同步异性吸力（电磁转矩）时，转子就无法正常运转。同步电动机工作原理如图 10-14 所示。

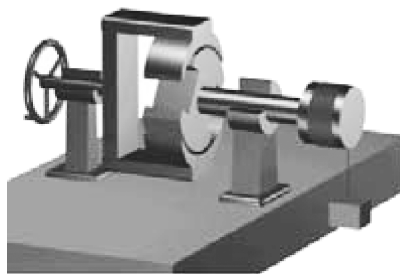


图 10-14 同步电动机工作原理示意图

(2) 基本结构

与异步电动机一样，同步电动机也是由定子和转子两大部分组成。同步电动机的定子与异步电动机的定子结构基本相同，由机座、定子铁心、定子绕组等组成。同步电动机的转子由磁极、转轴、阻尼绕组、滑环、电刷等组成。其主要部件如图 10-15 所示。

3. 直流电动机

直流电动机是机械能和直流电能互相转换的旋转装置。当用作发电机时，它将机械能转换为电能；当用作电动机时，它将电能转换为机械能。在实际应用中，比如蓄电池充电、电镀和电解实验、直流电焊以及数控车床等的使用，都能用到直流电动机。

(1) 工作原理

图 10-16 是一台直流电动机的最简单模型。N 和 S 是一对固定的磁极，可以是电磁铁，也可以是永久磁铁。磁极之间有一个可以转动的铁质圆柱体，称为电枢铁心。铁心表面固定

一个用绝缘导体构成的电枢线圈 $abcd$ ，线圈的两端分别接到相互绝缘的两个半圆形铜片（换向片）上，它们组合在一起称为换向器，在每个半圆铜片上又分别放置一个固定不动而与之滑动接触的电刷 A 和 B ，线圈 $abcd$ 通过换向器和电刷接通外电路。

将外部直流电源加于电刷 A （正极）和 B （负极）上，则线圈 $abcd$ 中流过电流，在导体 ab 中，电流由 a 指向 b ，在导体 cd 中，电流由 c 指向 d 。导体 ab 和 cd 分别处于 N 、 S 极磁场中，受到电磁力的作用。用左手定则可知导体 ab 和 cd 均受到电磁力的作用，且形成的转矩方向一致，这个转矩称为电磁转矩，为逆时针方向。这样，电枢就顺着逆时针方向旋转，如图 10-16a) 所示。当电枢旋转 180° ，导体 cd 转到 N 极下， ab 转到 S 极下，如图 10-16b) 所示，由于电流仍从电刷 A 流入，使 cd 中的电流变为由 d 流向 c ，而 ab 中的电流由 b 流向 a ，从电刷 B 流出，用左手定则判别可知，电磁转矩的方向仍是逆时针方向。

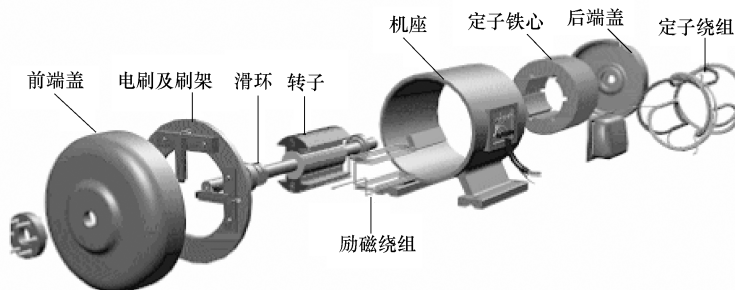


图 10-15 同步电动机主要部件

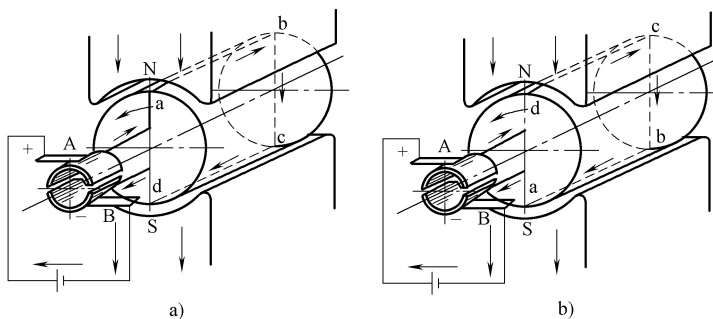


图 10-16 直流电动机的简单模型

由此可见，加于直流电动机的直流电源，借助于换向器和电刷的作用，使直流电动机电枢绕组中流过的电流，方向是交变的，从而使电枢产生的电磁转矩的方向恒定不变，确保直流电动机朝确定的方向连续旋转。这就是直流电动机的工作原理。实际的直流电动机，电枢圆周上均匀地嵌放许多绕组，相应地换向器由许多换向片组成，使电枢绕组所产生的总的电磁转矩足够大并且比较均匀，电动机的转速也就比较均匀。

(2) 基本结构

直流电动机由定子和转子两大部分组成，其主要结构如图 10-17 所示。直流电动机运行

时静止不动的部分称为定子。定子的主要作用是产生磁场，由机座、主磁极、换向器、端盖、轴承和电刷装置等组成。运行时转动的部分称为转子，其主要作用是产生电磁转矩和感应电动势，是直流电动机进行能量转换的枢纽，所以通常又称为电枢，由转轴、电枢铁心、电枢绕组、换向器和风扇等组成。

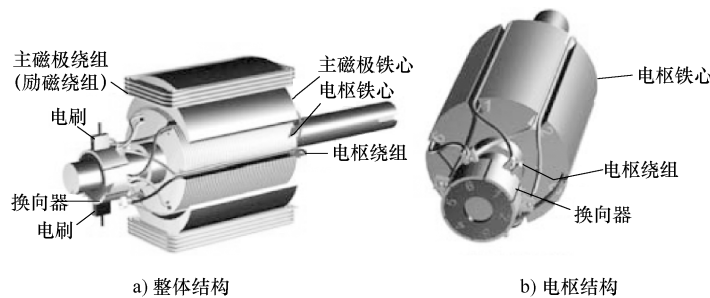


图 10-17 直流电动机的主要结构

二、型号及主要参数

以三相异步电动机为例，国产电动机型号由汉语拼音字母和阿拉伯数字组成，大写汉语拼音字母表示电动机的类型、结构特征和使用范围，数字表示设计序号和规格，例如：Y2 160 L 1-2，见图 10-18。

一般用途三相异步电动机应用最广的产品是 Y 系列和 YR 系列，其中 Y 系列为笼型转子三相异步电动机，YR 系列为绕线式转子三相异步电动机。

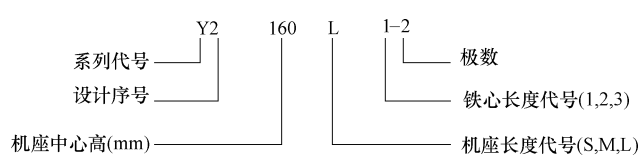


图 10-18 三相异步电动机型号说明

1. 额定功率

额定功率是指在满载运行时三相电动机轴上所输出的额定机械功率，用表示 P_N ，以千瓦 (kW) 或瓦 (W) 为单位。

2. 额定电压

额定电压是指接到电动机绕组上的线电压，用 U_N 表示。三相电动机要求所接的电源电压值的变动一般不应超过额定电压的 $\pm 5\%$ 。电压过高，电动机容易烧毁；电压过低，电动机难以起动，即使起动后电动机也可能带不动负载，容易烧毁。

3. 额定电流

额定电流是指三相电动机在额定电源电压下，输出额定功率时，流入定子绕组的线电流，用 I_N 表示，以安 (A) 为单位。若超过额定电流过载运行，三相电动机就会过热乃至烧毁。

4. 额定频率

额定频率是指电动机所接的交流电源每秒内周期变化的次数，用 f_N 表示。我国规定标准电源频率为 50Hz。

5. 额定转速

额定转速表示三相电动机在额定工作情况下运行时每分钟的转速，用 n_N 表示，一般是

略小于对应的同步转速 n_1 。如 $n_1 = 1500\text{r/min}$ ，则 $n_N = 1440\text{r/min}$ 。

6. 绝缘等级

绝缘等级是指三相电动机所采用的绝缘材料的耐热能力，它表明三相电动机允许的最高工作温度。

7. 定子绕组接法

三相电动机定子绕组的连接方法有星形（Y）和三角形（Δ）两种，如图 10-19 所示。定子绕组的连接只能按规定方法连接，不能任意改变接法，否则会损坏三相电动机。

8. 防护等级

防护等级表示三相电动机外壳的防护等级，其中 IP 是防护等级标志符号，其后面的两位数字分别表示电动机防固体和防水能力。数字越大，防护能力越强，如 IP44 中第一位数字“4”表示电动机能防止直径或厚度大于 1mm 的固体进入电动机内壳。第二位数字“4”表示能承受任何方向的溅水。

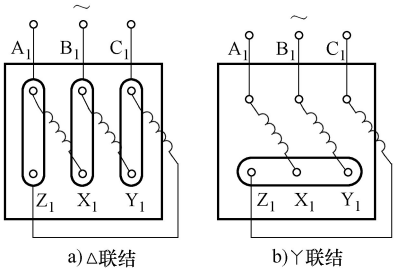


图 10-19 三相异步电动机的引出线

三、电动机保护配置

1. WDW-430 电动机综合保护测控装置

WDZ-430 电动机综合保护测控装置主要用于大型及中型三相异步电动机的综合保护和测控，对特大型电动机（2000kW 及以上，或主保护灵敏度校验不合格）需加装与之配套的 WDW-431 电动机差动保护装置。装置可配置独立的操作回路和防跳回路，可适用于各种出口的电动机回路。惠州 LNG 电厂 6kV 电动机保护配置见表 10-3。

表 10-3 6kV 电动机保护配置

序号	保护名称	给水泵	循环水泵	凝结水泵
1	速断保护	投跳	投跳	投跳
2	负序一段保护	投跳	投跳	投跳
3	负序二段保护	投跳	投跳	投跳
4	零序保护	投信	投信	投信
5	正序过电流保护	投跳	投跳	投跳
6	过载保护	投信	投信	投信
7	过热保护	投跳	投跳	投跳
8	母线低电压保护	投跳(9s 跳闸)	投跳(9s 跳闸)	投跳(9s 跳闸)

除此以外，WDZ-410 线路综合保护测控装置还有堵转保护、长起动保护、PT 断线告警以及过热禁止再起动保护等保护功能，根据电厂的具体设计需求来选择相应的保护功能。

2. 主要保护功能及原理

保护原理框图见图 10-20 和图 10-21。

(1) 电流速断保护

其动作判据为

$$I_{\max} = \max(I_a, I_c) \tag{10-10}$$

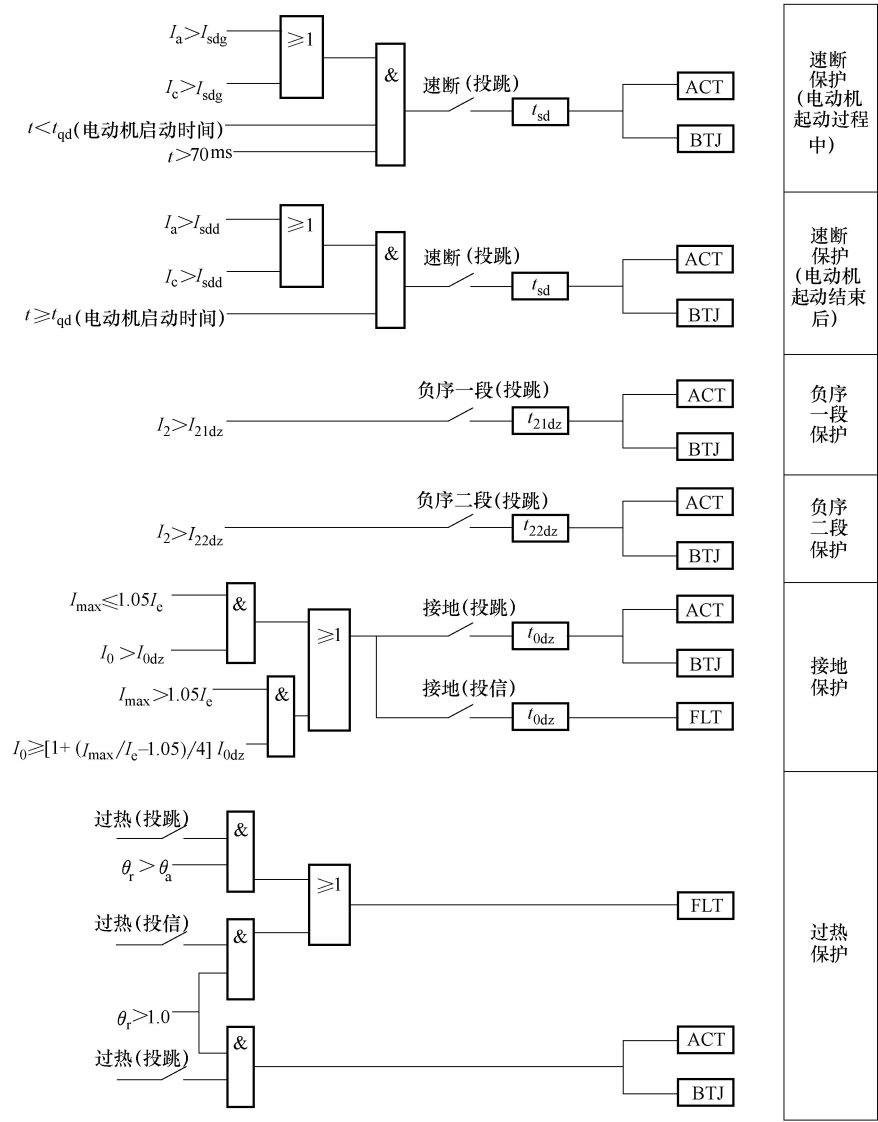


图 10-20 电动机保护原理框图 1

$$\begin{cases} I_{\max} > I_{\text{sdg}} \text{ (在额定起动时间内)} \text{ 或 } I_{\max} > I_{\text{sdd}} \text{ (在额定起动时间后)} \\ t > t_{\text{sd}} \end{cases}$$

式中 $I_{\max}$ ——A、C 相电流 (I_a, I_c) 最大值 (A);

I_{sdg} ——速断动作电流高值 (电动机起动过程中速断电流动作值) (A);

I_{sdd} ——速断动作电流低值 (电动机起动结束后速断电流动作值) (A);

t_{sd} ——整定的速断保护动作时间 (s)。

本保护在电动机起动时, 带有约 70ms 延时, 以避免起动开始瞬间的暂态峰值电流。

(2) 负序过电流一段保护

其动作判据为

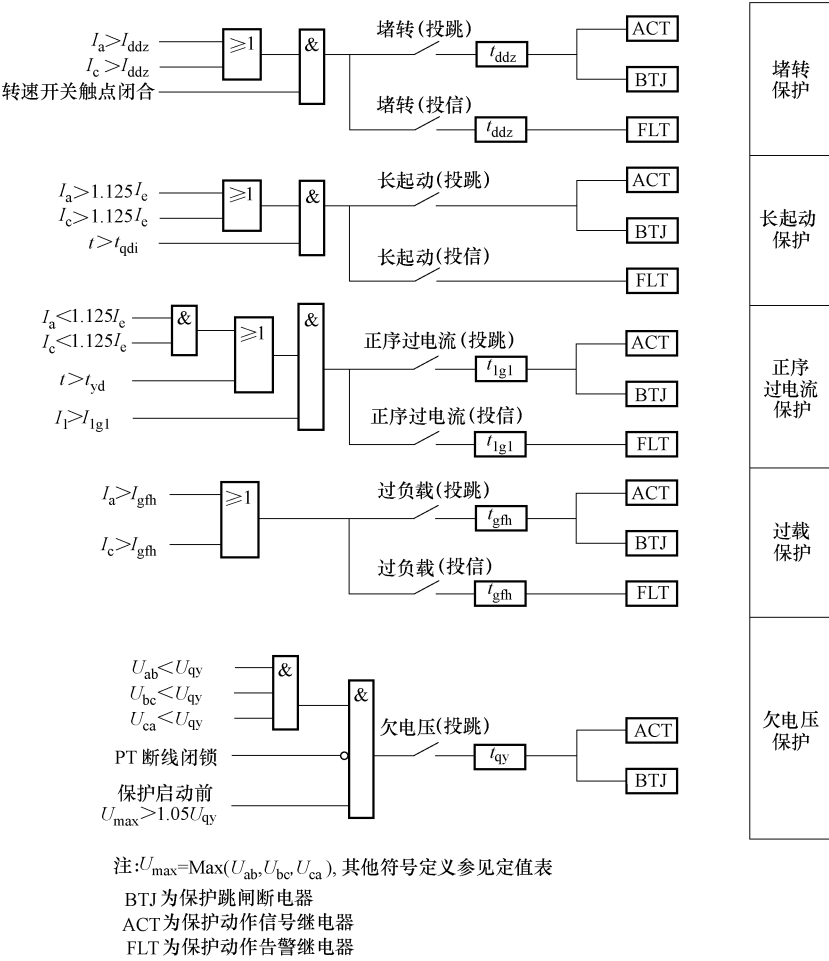


图 10-21 电动机保护原理框图 2

$$\begin{cases} I_2 > I_{21dz} \\ t > t_{21dz} \end{cases} \tag{10-11}$$

式中 I_2 ——负序电流 (A)；

I_{21dz} ——负序过电流一段电流动作值 (A)；

t_{21dz} ——负序过电流一段保护动作时间 (s)。

负序动作时间应躲开电动机外部二相短路的最长切除时间。在由熔断器和接触器组成的回路中，负序过电流保护应躲开不对称短路时熔丝熔断时间。

(3) 负序过电流二段保护

其动作判据为

$$\begin{cases} I_2 > I_{22dz} \\ t > t_{22dz} \end{cases} \tag{10-12}$$

式中 I_{22dz} ——负序过电流二段电流动作值 (A)；

t_{22dz} ——负序过电流二段保护动作时间 (s)。

(4) 接地保护 (零序过电流保护)

采用零序 CT 获取电动机的零序电流, 构成电动机的单相接地保护。为防止在电动机较大的起动电流下, 由于零序不平衡电流引起本保护误动作, 本保护装置采用了最大相电流 $I_{\max}$ 作制动量, 其动作特性见图 10-22。

$$\begin{cases} I_0 > I_{0dz} \text{ (当 } I_{\max} \leq 1.05I_e \text{ 时) 或 } I_0 > [1 + (I_{\max}/I_e - 1.05)/4] I_{0dz} \text{ (当 } I_{\max} > 1.05I_e \text{ 时)} \\ t_0 > t_{0dz} \end{cases} \quad (10-13)$$

式中 I_0 ——电动机的零序电流倍数;

I_{0dz} ——零序电流动作值 (倍);

I_e ——电动机额定电流 (A);

t_{0dz} ——整定的接地保护动作时间 (s);

t_0 ——接地保护动作时间 (s)。

零序额定电流视中性点电流大小确定, 本装置提供 $I_{0e} = 0.02A$ 和 $I_{0e} = 0.2A$ 两种供选择。一般有, 中性点小电流接地时, 取 $I_{0e} = 0.02A$; 中性点大电流接地时, 取 $I_{0e} = 0.2A$ 。

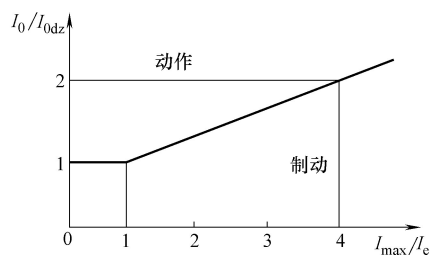


图 10-22 接地保护特性曲线

(5) 过热保护

装置可以在各种运行工况下, 建立电动机的发热模型, 对电动机提供准确的过热保护, 考虑到正、负序电流的热效应不同, 在发热模型中采用热等效电流 I_{eq} , 其表达式为

$$I_{eq} = \sqrt{K_1 I_1^2 + K_2 I_2^2} \quad (10-14)$$

式中, 在额定起动时间内, 取 $K_1 = 0.5$; 在额定起动时间后, 取 $K = 1$ 。通常情况下 $K_2 = 3 \sim 10$, 本装置取 6。

K_1 随起动过程变化, K_2 用于表示负序电流在发热模型中的热效应, 由于负序电流在转子中的热效应比正序电流高很多, 比例上等于在两倍系统频率下转子交流阻抗对直流阻抗之比。根据理论和经验, 保护装置取 $K_2 = 6$ 。

电动机的积累过热量 θ_Σ 为

$$\theta_\Sigma = \int_0^t [I_{eq}^2 - (1.05I_e)^2] dt = \Sigma [I_{eq}^2 - (1.05I_e)^2] \Delta t \quad (10-15)$$

式中 Δt ——积累过热量计算间隔时间, 保护装置取 $\Delta t = 0.1s$ 。

电动机的跳闸 (允许) 过热量 θ_T 为

$$\theta_T = I_e^2 \cdot T_{fr} \quad (10-16)$$

式中 T_{fr} ——电动机的发热时间常数 (s)。

当 $\theta_\Sigma > \theta_T$ 时, 过热保护动作, $\theta_\Sigma = 0$ 表示电动机已达到热平衡, 无积累过热量。为了表示方便, 电动机的积累过热量的程度用过热比例 θ_r 表示。

$$\theta_r = \frac{\theta_\Sigma}{\theta_T} \quad (10-17)$$

由此可见, $\theta_r > 1.0$ 时, 过热保护动作, 为提示运行人员, 当电动机过热比例 θ_r 超过过热告警整定值 θ_a 时, 装置先告警。

电动机在冷态（即初始过热量 $\theta_{\Sigma} = 0$ ）的情况下，过热保护的动作为

$$t = \frac{T_{fr}}{K_1 (I_1/I_e)^2 + K_2 (I_2/I_e)^2 - 1.05^2} \quad (10-18)$$

当电动机停运，电动机积累的过热量将逐步衰减，保护装置按指数规律衰减过热量，衰减的时间常数为 4 倍的电动机散热时间 T_{sr} ，即认为 T_{sr} 时间后，散热结束，电动机又达到热平衡。

(6) 过载保护

其动作判据为

$$\begin{cases} I_{\max} > I_{gh} \\ t > t_{gh} \end{cases}$$

式中 I_{gh} ——过载保护电流动作值（A）；

t_{gh} ——过载保护动作时间（s）。

(7) 欠电压保护

通过测量电动机母线电压来实现，当电动机母线电压降低到整定动作值 U_{qy} 以下且时间大于整定值 t_{qy} 时，对电动机提供跳闸保护。

为防止 PT 断线误切电动机，本保护设置了当 PT 断线时闭锁欠电压保护动作。其动作判据为

$$\begin{cases} U_{\max} = \max(U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}) \\ \begin{cases} U_{\max} < U_{qy} \\ t > t_{qy} \end{cases} \\ \text{欠电压保护起动前, } U_{\max} > 1.05U_{qy} \end{cases}$$

式中 U_{qy} ——低电压保护电压动作值（A）；

t_{qy} ——低电压保护动作时间（s）。

四、电动机测绝缘的标准

1. 检修后的电动机送电前必须测量绝缘电阻。
2. 连续停运 5 天以上的电动机，送电前必须测量绝缘电阻。如果电动机的工作环境较差或天气潮湿，连续停运 3 天以上的电动机，送电前必须测量绝缘电阻。
3. 必须按照定期工作单的要求，及时测量备用设备的绝缘电阻。
4. 处于备用状态的电动机测量绝缘电阻时，应通知值长及相关的负责人，在得到上述人员同意后方可测量。测量绝缘电阻合格后必须将电动机恢复到测量前的状态。
 - (1) 6kV 电动机用绝缘电阻表 2500V 档测量绝缘，其值不得低于 $6M\Omega$ ，如有厂家规定的，则按厂家规定执行。
 - (2) 400V 以下电动机用绝缘电阻表 500V 档测量绝缘，其值不得低于 $0.5M\Omega$ 。
 - (3) 6kV 电动机应测量吸收比，其值 $R_{60''}/R_{15''}$ 不得低于 1.3。
5. 值班人员测量绝缘后，应将测量数值记录下来。具体规定如下：当电动机绝缘低于规定值或虽高于规定值，但低于前次所测得的 $1/3 \sim 1/5$ （同温度下）时，应向值长报告，经值长同意后方能起动。

第五节 保安电源系统

事故保安电源的作用是：当 220kV 系统发生事故或其他原因导致发电厂厂用电源长时间停电时，柴油发电机可以快速起动为机组保安段恢复供电，为机组提供安全停机所必需的交流电源。

惠州 LNG 电厂每台机组设置一台空冷型柴油发电机组作为本单元的应急保安电源。与柴油发电机组配套的附属设备应包括控制设备、保护设备、起动蓄电池、柴油油箱等。柴油油箱的容量满足 4h 满载运行的需要油量。发电机容量为 1000kW。能满足各保安负载的需要。柴油发电机组可远程或就地起停，起停方式分为手动或自动。在 10s 以内可达到额定转速，自收到起动信号到带满载的时间小于 20s。

保安电源的负载为交流密封油泵、交流润滑油泵、交流顶轴油泵、盘车电动机、各应急操作阀门、直流系统电源、主厂房事故照明、UPS 系统电源、热控电源、燃机罩壳风机等。

图 10-23 为惠州 LNG 电厂保安电源的接线图。

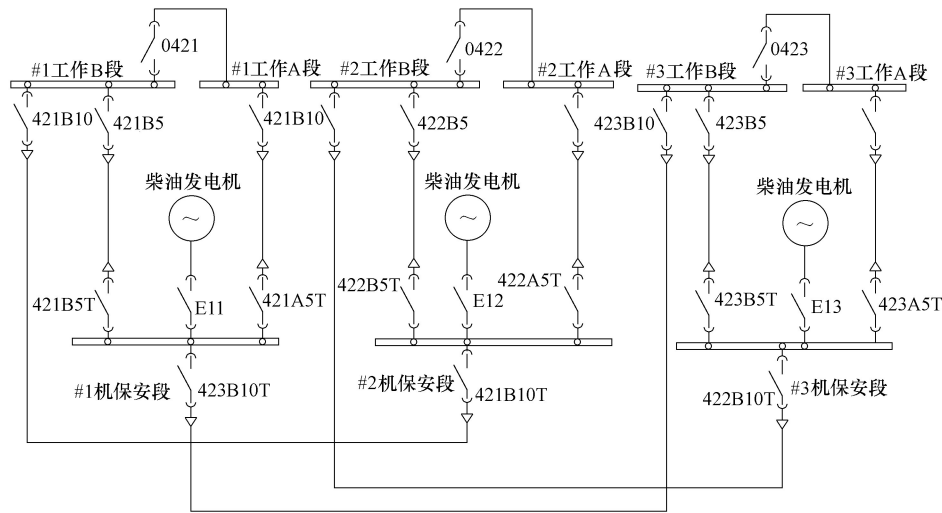


图 10-23 保安电源接线图

(一) 事故保安电源的接线方式

每台机组设置一台柴油发电机组，一段交流事故保安段母线。保安段母线共有四回电源进线，两回正常电源（保安段进线电源一、二）分别来自自身机组 380V 工作 A、B 段，一回紧急备用电源来自柴油发电机组，一回后备电源（保安段进线电源三）来自另一台机组 380V 工作 B 段。正常运行时，保安段母线由一回自身机组工作段母线供电，两路正常电源进线开关均应在 DCS 上将“联锁”方式设置为投入，柴油发电机处于热备用状态并且相关电气联锁已投入，后备电源开关（保安段进线电源三）在隔离位置。

(二) 保安段电源的自动联锁和控制说明

1. 380V 保安段两路正常电源开关在正常情况下应投入联锁。在联锁状态下, 380V 保安段的两路正常电源互为备用, 当在合闸状态的开关上游开关跳闸后(非保护跳闸)或其上游工作段母线无压约 2s 后, 在合闸状态的开关自动跳开, 处于备用状态的电源进线开关会自动合上。

2. 380V 保安段两路正常电源开关, 无论联锁是否投入, 手动跳开正在供电的电源开关, 备用开关不会自动合上。

3. 380V 保安段两路正常电源开关, 在备用开关退出联锁的情况下, 可以手动合上备用开关, 使 380V 保安段两路正常电源开关并联带保安段。此方法只能在保安段切换时使用, 并且不允许 380V 保安段两路正常电源开关长期并列运行。

4. 当 380V 保安段的其中一个正常电源进线开关合上时, 在联锁投入的情况下, 禁止在 DCS 上对另一路正常电源开关进行合闸操作, 如果此时需要合上另一路正常电源进线开关, 必须在就地开关柜上直接操作。

5. 每台机组的柴油发电机组作为本机组 380V 保安段的备用电源。当 380V 工作 A 段和 380V 工作 B 段均失压约 2s 或保安段失压约 3s 后, 380V 保安段的两路正常电源进线开关自动跳闸, 柴油发电机组自动开始起动。如第一次起动成功, 则柴油发电机组的出口开关自动合闸, 柴油发电机组自动带载。

6. 柴油发电机组允许自起动三次, 如第一次起动不成功, 经延时后, 开始第二次起动, 如 90s 内三次起动均不成功, 柴油发电机组将不再起动, 发起动失败信号。

7. 当柴油发电机组在自动备用状态时, 机组接到起动信号, 10 ~ 15s 后机组开始带载(如一次起动成功)。

8. 当采用并网柜的“STOP”按钮(即“停止机组”按钮)或将就地柴油发电机控制屏的控制开关打至“STOP”位置将柴油发电机停运时, 柴油发电机组将空载运行, 待机组冷却运行约 300s 后, 机组自动停止。

9. 后备电源的控制方式: 在三台机组保安段进线电源开关三的开关柜面板上有一控制方式选择旋钮, 可以选择“互联”、“反送”和“停用”三个位置。

(1) “互联”方式: 只有当保安段的正常电源和紧急备用电源都失去的情况下才允许选择, 用另一台机组的 380V 工作 B 段对保安段供电。当选用这种方式运行时, 需将保安段两路正常进线电源开关一、二以及柴油发电机出口开关拉至隔离位置, 并禁止对上述三个开关发合闸指令和切换后备电源的控制方式至“反送”。

(2) “反送”方式: 只有当机组的 380V 工作 B 段失电无法使用相应的 6kV 工作 B 段及母联开关供电或 6kV 母线停电检修仍需用电时才允许选择, 用另一台机组的保安段母线对机组工作 B 段供电。当选用这种方式运行时, 需将机组的工作 B 段进线开关和母联开关拉至隔离位置, 并禁止对上述两个开关发合闸指令和切换后备电源的控制方式至“互联”。

(3) “停用”方式: 后备电源正常选择在该位置, 保安段进线电源开关三及其上级开关均应拉至隔离位置。

10. 后备电源的联锁

(1) 互联方式包括以下情况。

1) 满足以下任一条件, 保安段进线开关三闭锁合闸:

- ① 保安段进线开关一在合闸位置；
 - ② 保安段进线开关二在合闸位置；
 - ③ 柴油发电机正在运行。
- 2) 保安段进线开关三合闸运行时，满足以下任一条件，保安段进线开关三跳闸：
- ① 保安段进线开关一有合闸指令；
 - ② 保安段进线开关二有合闸指令；
 - ③ 柴油发电机有运行信号发出。
- (2) 反送方式包括以下情况。
- 1) 满足以下任一条件，工作 B 段至另一台机组保安段进线电源三的馈线开关闭锁合闸。
- ① 工作 B 段进线开关在合闸位置；
 - ② 机组工作 A、B 段母线的母联开关在合闸位置。
- 2) 保安段在反送方式下运行时，满足以下任一条件，工作 B 段至另一台机组保安段进线电源三的馈线开关跳闸。
- ① 工作 B 段进线开关有合闸指令；
 - ② 机组工作 A、B 段母线的母联开关有合闸指令。

(三) 柴油发电机

1. 柴油发电机机组性能和特点（见图 10-24）

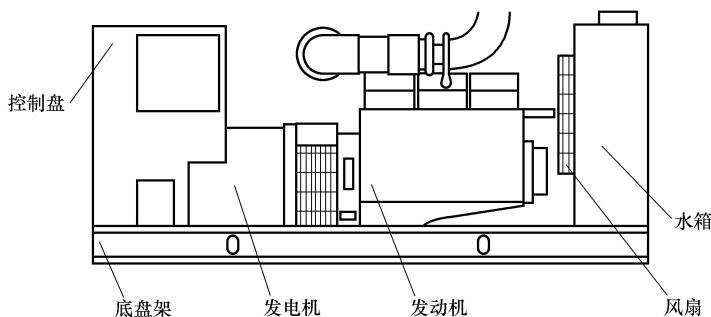


图 10-24 柴油发电机结构图

惠州 LNG 电厂选用卡特彼勒公司生产的型号为 CA3215 的柴油发电机。柴油发电机组有自启动功能、带载稳定运行功能、自动调节功能、自动控制功能、并网试验功能等，现分述如下：

(1) 自启动功能

柴油发电机组可以保证在全厂停电事故中，快速自启动带载运行。接到启动指令后，在 10s 内一次启动成功。在 60s 内实现一个自启动循环（即三次启动）。若自启动连续三次失败，则发出停机信号，并闭锁自启动回路。机组一次自启动成功率不小于 99%。

柴油发电机组自启动成功的定义是：柴油发电机组在额定转速，发电机在额定电压下稳定运行 2~3s，并具备首次加载条件。

(2) 带负载稳定运行功能

柴油发电机组自启动成功后,保安负载分级投入,机组提供自动顺序合闸指令,柴油发电机组接到启动指令后 10s 内发出首次加载指令,允许首次加载不小于 50% 额定容量的负载(感性);在首次加载后的 5s 内再次发出加载指令,允许加载至满载(感性)运行。

柴油发电机组能在 168h 内连续满载运行。柴油发电机组能在功率因数为 0.8 的额定负载下,稳定运行 12h。

柴油发电机组在全电压下可直接启动容量不小于 200kW 的笼型异步电动机。

柴油发电机在负载容量不低于 20% 时,允许长期稳定运行。

(3) 自动调节功能

柴油发电机无论在启动过程中,还是在运行中,当负载发生变化时,都可以自动调节电压和频率,以满足负载对供电质量的要求。

柴油发电机组的空载电压整定范围为 $95\% \sim 105\% U_e$ 。

柴油发电机组在带功率因数为 0.8 ~ 1.0 的负载(感性),负载功率在 0 ~ 100% 内渐变时应能达到:

稳态电压调整率: $\leq \pm 0.5\%$

稳态频率调整率: $\leq \pm 2\%$ (固态电子调速器)

电压波动率: $\leq \pm 0.15\%$ (负载功率在 25% ~ 100% 内渐变时)

频率波动率: $\leq 0.5\%$ (负载功率在 0 ~ 25% 内渐变时)

恢复时间特性: $\leq 0.5s$

柴油发电机组在空载状态,突加功率因数小于或等于 0.4 (滞后)、稳定容量为 $0.2P_e$ 的三相对称负载或在已带 $80\%P_e$ 的稳定负载再突加上上述负载时,发电机的母线电压 0.2s 后不低于 $85\%U_e$ 。发电机瞬态电压调整率 u 小于或等于 0.75,电压恢复到最后稳定电压的 3% 以内所需时间不超过 1s,瞬态频率调整率小于或等于 5% (固态电子调速器),频率稳定时间小于或等于 3s。突减额定容量为 $0.2P_e$ 的负载时,柴油发电机组升速不超过额定转速的 10%。

柴油发电机组在空载额定电压时,其正弦电压波形畸变率不大于 3%,柴油发电机组在一定的三相对称负载下,在其中任一相加上 25% 的额定相功率的电阻性负载,应能正常工作。发电机电电压的最大值(或最小值)与三相线电压平均值相差不超过三相线电压平均值的 5%,柴油发电机组各部分温升不超过额定运行工况下的水平。

(4) 自动控制功能

柴油发电机组自动控制功能很多,可以满足无人值守的要求,主要控制功能如下:

1) 保安段母线电压自动连续监测,当有厂用电断电信号时,机组自启动。

2) 自动程序启动、远程启动、就地手动启动功能。

3) 柴油发电机与保安段正常电源同期并网功能。

4) 柴油发电机组在运行状态下有自动检测、监视、报警、保护功能。

5) 自动远程、就地手动、机房紧急停机功能。主电源恢复后,根据运行人员指令,柴油发电机组应能经与工作电源同期自动或手动并列,将负载转移至工作电源后自动或手动停机(先将负载降至零,然后拉开发电机出口断路器,原动机延时 2 ~ 5min 自动停机或手动停机)。

(5) 模拟试验功能

柴油发电机组在备用状态时，可定期进行空载负载起动实验和带负载运行试验。通过试验检验以保证柴油发电机的可靠性。

(6) 保护功能

柴油发电机组配置下列保护：

曲轴箱压力大、逆功率、过电压、低电压、紧急停机、过电流、发电机故障、差动保护、油压低、水温高、发动机超速、超载。

2. 柴油发电机基本参数（见表 10-4）

表 10-4 柴油发电机基本参数

额定容量	1250kVA	励磁机电压	46V
额定功率因数	0.8(滞后)	励磁机电流	8.5A
额定有功	1000kW	额定转速	1500r/min
发电机额定电压	380V	绝缘等级	H
额定电流	1899A		

3. 柴油发电机的有关保护

(1) 发电机及其引出线保护

1) 低压闭锁过电流保护：保护装设在发电机中性点的分相引出线上，动作于发电机出口断路器跳闸并灭磁和停机；保护装置接线为三相三继电器式接线；过电流保护具备速断（主保护）及定时限（后备保护）二种功能。

2) 发电机差动保护：保护动作发电机出口断路器跳闸并停机；保护装置接线为三相三继电器式接线。

3) 单相接地保护：保护动作于信号。（保护动作于发电机出口断路器跳闸。）

4) 过电压保护：保护动作于发电机出口断路器跳闸并灭磁和停机。

5) 低电压保护：保护动作于发电机出口断路器跳闸并灭磁。

6) 发电机逆功率保护：保护动作发电机出口断路器跳闸并停机。

7) 发电机失磁保护：保护动作发电机出口断路器跳闸并停机。

8) 发电机励磁系统装设自动电压调整器故障保护。

(2) 柴油机保护

1) 机组超速保护：声光报警，停机关油门。

2) 润滑油压低/过低：声光报警，停机关油门。

3) 冷却水温高/过高：声光报警，停机关油门。

4) 润滑油温高（设联会确定）：声光报警。

5) 燃油箱油位低：声光报警。

6) 冷却水水位低：声光报警。

7) 自起动失败：声光报警，停机关油门。

4. 柴油发电机组的正常运行维护

(1) 正常巡视时的检查项目（机组未起动）

1) 检查各电源开关已送上。

- 2) 检查燃油箱油位在正常范围。
 - 3) 检查润滑油油位正常（如油位低，应迅速通知机修补油）。
 - 4) 检查各控制选择开关在正常位置，油路、水路各阀门开启正确。
 - 5) 检查 24V 直流蓄电池充电正常，电瓶上的电缆接头紧固。
 - 6) 检查紧急断油手柄在正常位置。
 - 7) 检查空气滤清器指示器指示颜色为绿色且压差指示正常（如显示红色则应更换滤芯）。
 - 8) 检查散热器、发电机本体应无异物，螺栓及护罩无松脱现象。风扇皮带没有断裂或磨损现象。
 - 9) 检查燃油箱、冷却水箱、柴油机机座以及各管路无漏油、漏水现象。
 - 10) 检查控制屏无异常报警信号，各仪表、灯光指示正常。
 - 11) 检查进、排风口的风闸已经打开。
 - 12) 检查柴油机房轴流风机运行正常。
- (2) 柴油机组运行中的检查项目
- 1) 检查控制屏无异常信号。
 - 2) 检查进排风口的风闸已经打开。
 - 3) 检查润滑油压、油温在正常范围。
 - 4) 检查冷却水温在正常范围。
 - 5) 机组运行无异常声音，以及风扇皮带无断裂或磨损现象。各管路无漏油、漏水现象。
 - 6) 检查机组输出电压、电流、转速、功率因数均在正常范围。
 - 7) 检查燃油箱油位在正常范围。

第六节 厂用电机械联锁装置

一、概述

1. 为了实现发电厂厂用电系统性的防误闭锁装置，电厂一般安装机械程序联锁装置来加强电气“五防”功能。机械联锁装置通过顺序解锁和钥匙交换的方式，来实现电气隔离操作和解除操作的正确性、顺序性和完整性。机械联锁装置解锁钥匙见图 10-25。即每一个需要接地的电气系统都有一把允许接地的钥匙，当该系统按照固定的操作顺序完成隔离和接地后，允许接地的钥匙被释放，此允许接地的钥匙将随工作票一起交由工作票负责人保管。如工作票未结束，允许接地的钥匙未交回，则此电气系统的机械闭锁装置将无法被解除，无法对此系统进行恢复送电。

机械联锁装置能够解决复杂接线和运行方式的电气操作的闭锁要求，满足在开关柜间发生横向闭锁要求以及不同电压等级之间发生纵向闭锁要求，而且不受距离限制，可以非常方便的达到系统整



图 10-25 机械联锁装置解锁钥匙

体闭锁的要求，保证了检修人员的工作安全，弥补了电厂设备原有的五防闭锁的不足，能够有效避免电气操作相关事故的发生。

2. 一般厂用电系统中加装了机械联锁装置的系统有：6kV/380V 干式变压器、6kV 母线、6kV 电动机开关柜和 220kV 主变及启备变以及发电机机端接地系统。

二、6kV/380V 干式变压器接地机械联锁系统

当 6kV/380V 干式变压器上有检修工作时，机械隔离钥匙制度将保证变压器的高压侧开关被隔离、低压侧开关断开并使变压器的高压侧接地后，变压器室的外门才能被打开。

干式变压器的低压侧开关是断路器，当开关在隔离位置时可以取出一把钥匙，在钥匙取出后，开关的机械跳闸按钮将被锁定在隔离位置，因此当钥匙被取出后，开关无法被合上。所以这把钥匙取出后，就表示 380V 断路器已处于断开状态。

将变压器高压侧的 6kV 开关拉出，把低压侧开关上取出的钥匙插入到 6kV 接地开关的闭锁装置上，然后合上接地开关将变压器的高压侧接地，在接地开关合上后，可以取出接地开关闭锁装置上的允许工作钥匙。用允许工作钥匙才能打开干式变压器室的外门，检修人员才能进入变压器小房。

三、6kV 母线接地机械联锁系统

为了保证在 6kV 机组母线上进行的检修工作的安全，6kV 机组母线的机械隔离钥匙制度将确保所有有可能向母线送电的电源被断开、开关被隔离、母线被接地。

有可能向 6kV 机组母线送电的开关有：母线电源正常进线开关、母线电源备用进线开关、6kV/380V 低压厂变高压侧开关反送电。在母线接地时就要求这些开关都必须从工作位置拉至检修位置，开关的隔离钥匙被取出，将上述所有开关的隔离钥匙插入接地钥匙切换盒中，才可以取出允许母线接地的钥匙，将允许母线接地钥匙插入到接地线挡板闭锁装置上将闭锁装置解锁，验电和在母线上挂地线后才能从闭锁装置中取出允许工作钥匙。

四、6kV 电动机开关柜机械联锁系统

每个 6kV 电动机开关柜接地开关操作孔处加装一个卡件，当开关拉出至隔离位置，压下接地开关孔舌片后，通过该卡件可以锁定接地开关孔舌片，并上锁（接地开关不需要闭合）。当卡件未被解锁，接地开关孔舌片无法弹回原来位置，开关也被闭锁，无法送到工作位置。

五、220kV 主变接地机械联锁系统

在 220kV 三台主变的就地汇控柜内分别加装一把电磁锁，当主变高压侧开关断开且高压侧接地开关合上后，才能取出电磁锁钥匙。当主变需要检修时，只有将从对应机组的厂高变低压侧开关上取下的机械钥匙、发电机出口隔离开关的位置锁定钥匙和电磁锁钥匙一起插入接地允许钥匙切换盒中，才可以取出主变高压侧接地允许钥匙，用该钥匙打开高压侧接地盒后，才能置换出厂高变低压侧接地允许钥匙，该钥匙可用于打开对应机组厂高变低压侧开关柜后的门锁，对厂高变低压侧进行接地操作。在主变高压侧接地允许钥匙未插回切换盒内前，切换盒内的其他钥匙是无法取出的。

六、220kV 启备变接地机械联锁系统

在 220kV 启备变就地汇控柜内加装一把电磁锁，当启备变高压侧隔离开关断开且高压侧接地开关合上后，才能取出电磁锁钥匙。当启备变需要检修时，依次将启备变低压侧三个分支开关断开并拉至隔离位置后，取下机械钥匙，将三把机械钥匙和一把电磁锁钥匙一起插入接地允许钥匙切换盒中，才可以取出启备变高压侧接地允许钥匙，用该钥匙打开高压侧接地盒后，才能置换出启备变低压侧接地允许钥匙，该钥匙可以用于打开启备变低压侧三个分支开关柜后的门锁，对启备变低压侧进行接地操作。在启备变高压侧接地允许钥匙未插回切换盒内前，切换盒内的其他钥匙是无法取出的。

七、发电机机端接地机械联锁系统

当发电机需要检修时，将从对应机组的启动励磁变开关柜上取下的机械钥匙、对应机组 SFC 启动隔离开关的位置锁定钥匙、发电机出口隔离开关的位置锁定钥匙、发电机出口接地隔离开关的位置锁定钥匙和发电机出口 PT 的三把机械钥匙一起插入接地允许钥匙切换盒中，才可以取出发电机机端接地允许钥匙进行接地。

八、备用钥匙和特殊钥匙说明

1. 备用钥匙：为了方便在事故发生的情况下，机械锁因故障无法置换出相应的钥匙或检修工作需要时的紧急解锁，上述接地允许钥匙均配备一把备用钥匙。未经值长同意，不得使用备用钥匙。

2. 特殊钥匙：在主变检修和发电机检修时，均需断开发电机出口隔离开关，在机械联锁系统里，发电机出口隔离开关的位置锁定钥匙只有一把，为了满足两个系统检修的需要，特设计了一个“一换二”的交换盒，即一把发电机出口隔离开关的位置锁定钥匙可以交换出两把机械锁钥匙，可分别用于主变检修和发电机检修，只有当两把机械锁钥匙都插回交换盒，发电机出口隔离开关的位置锁定钥匙才能被拔出，发电机出口隔离开关的位置才允许改变。

第七节 厂用电的事故处理

一、厂用电系统故障处理的一般原则

1. 根据集控楼报警信息初步判别故障区域和故障类型。
2. 检查并记录相关的保护装置、快切装置的动作信号和掉牌情况，将报警内容、开关跳合闸情况立即报告值长。
3. 在征得值长同意后，才能复位相关报警信号。
4. 检查故障设备，判明故障点及其故障程度；如果事故对人身和设备安全有严重威胁时，应立即解除这种威胁。
5. 在没有查明事故原因前，任何跳闸设备禁止强送合闸。
6. 母线失压后，应将连接在该母线的的所有未断开的开关断开；机组 6kV 母线因故障失

压时，如无法尽快恢复，应着重处理 380V 保安段，监视保安段母线电源自动切换情况。柴油发电机应自动起动，确保 380V 保安段可靠供电。

7. 如果启备变低压侧速断保护、低压侧过电流保护或是厂高变低压侧速断保护、低压侧过电流保护等反应 6kV 母线故障的保护动作后，快切装置被闭锁，备用电源不会自投。此 6kV 母线再次送电前，必须测母线绝缘，确认母线确无故障后，经值长批准，才允许进行倒闸操作，向此空载母线试充电一次。

8. 厂低变保护动作后，必须对变压器本体及其引出线进行全面检查，同时测量此低变低压侧的母线绝缘，确认母线确无故障后，经值长批准，才允许进行倒闸操作，向此空载母线试充电一次。

9. 380V A、B 段母线，当其中一段失压时，经检查母线上确无故障，断开母线上所有负载开关，必要时可以用联络开关向空载母线充电一次。

10. 在厂用电系统事故处理过程中，应防止向故障的母线再次送电，使停电范围扩大或影响到其他正常运行的机组。

11. 及时通知检修人员对故障点和故障设备进行进一步检查和处理。

二、常见的厂用电系统故障及其处理方法

（一）6kV 母线 PT 电压回路断线

以广东惠州 LNG 电厂为例，该厂厂用电原理接线图如图 10-26（见文后插页）所示。

1. 现象

1) DCS 来机组 6kV 母线接地故障、机组 6kV 母线 PT 直流回路断线或消谐装置故障报警信号。

2) 快切装置被闭锁。

3) 6kV 母线电压显示断线相的电压为零。

4) 6kV 开关各间隔配电柜上 WDZ 系列计算机综合测控装置面板上“告警”灯亮。

2. 处理

检查 PT 二次电压是否正常，若二次电压正常，则 PT 继续运行，同时联系维修人员做进一步检查处理；若二次电压不正常，则按以下处理：

1) 切开低电压保护直流断路器。

2) 将 PT 小车拉出。

3) 检查 PT 二次交流熔断器是否熔断，若有熔断，则更换熔断器。

4) 检查 PT 一次熔断器是否熔断，若有熔断，则更换熔断器。

5) 将 PT 小车摇至“工作”位置。

6) 检查 PT 二次电压正常，合上低电压保护直流断路器。

7) 复归厂用电快切装置信号，投入厂用电快切装置。

8) DCS 上确认机组 6kV 母线接地故障、机组 6kV 母线消谐装置故障报警报警信号复归。

9) 确认 WDZ 系列计算机综合测控装置报警信号已复归。

10) 如果为非熔断器引起的 PT 回路断线，此时需将 PT 恢复运行，并做好工作电源跳闸以及 6kV 母线失压的事故预想。联系检修人员处理。

(二) 6kV 母线 PT 低电压保护回路断线

1. 现象

- 1) DCS 上来“机组 6kV 母线 PT 直流回路断线或消谐装置故障报警”信号。
- 2) DCS 上 6kV 母线电压显示均为零。

2. 处理

1) 检查低电压保护直流断路器是否跳闸，若跳闸，则重新合上，复归信号。如果合上后又跳闸，通知维修处理，并做好工作电源跳闸，6kV 母线失压的事故预想。

2) 若低电压保护直流断路器运行良好且电源正常，则可判断低电压保护回路有断线或者 PT 消谐装置有故障，立即联系维修人员处理。

- 3) 做好工作电源跳闸，6kV 母线失压的事故预想。

(三) 6kV 母线单相接地

1. 现象

1) DCS 来机组 6kV 母线接地故障、机组 6kV 母线 PT 直流回路断线或消谐装置故障报警报警信号。

2) DCS 上显示 6kV 母线电压一相到零或降低，另两相电压升高，线电压不变。

3) 6kV PT 配电柜上的消谐装置面板上“接地”报警灯亮。

4) 接地点可能有冒烟、弧光、烧焦或电死小动物等现象。

5) 发变组保护可能会有“厂高变低压侧零序过电流保护”动作信号（6kV 母线由厂高变供电）或是启备变保护可能会有“启备变低压侧零序过电流保护”动作信号（6kV 母线由启备变供电）。

2. 处理

1) 汇报值长。

2) 首先应判断是否真接地。真假接地的根本区别：真接地时，接地相对地电压降低（或等于零），非接地相对地电压升高（大于相电压但不超过线电压），而线电压仍平衡。假接地时，相对地电压不会升高，线电压也不平衡。

3) 若判断为真接地，再查看 DCS 上 6kV 母线电压，若稳定无变化，则为稳定接地；若电压变化（时高时低），则为间歇接地。

4) 询问在来接地报警信号前是否有厂用负载的起动操作。若有负载起动，则接地点很可能存在于此负载的交流回路中。采用短时停电法（一般辅机）或倒换负载法（重要辅机）进行查找。

5) 检查 6kV 母线所有负载（包括电动机和变压器）的保护装置，查看保护装置液晶显示屏上是否有相应报警信息，检查各保护装置的保护动作报告，看是否有报警时刻的保护动作记录。

6) 若仍无法确定接地点，可尝试切换几台 6kV 电动机，查看接地点是否在电动机处，若轮换操作后接地点仍不能确定，应尽快申请停机。

7) 在停机后，倒换 6kV 厂用电，若接地现象消失，说明接地点发生在高压厂变或是启备变低压侧。报告主管生产领导，厂用电按倒换后的方式运行，将接地变压器停电处理。

8) 若倒换厂用电后，接地仍不能消失，则判断接地点存在于 6kV 母线及其负载的交流回路中。依照先停 6kV 厂用电机，再停 380V 厂用电源，最后停母线的顺序，采用短时停电

法（一般辅机）或倒换负载法（重要辅机）进行查找。

9) 6kV 单相接地连续运行不得超过 2h。

10) 查找接地点期间需密切监视 6kV 负载电流、绕组温度等参数的变化趋势。

11) 处理接地点的注意事项：在进行寻找接地点的倒闸操作中或巡视配电设备时，必须严格执行《电业安全工作规程》中的安全规定，值班员应穿上绝缘靴，戴上绝缘手套，不得触及设备外壳和接地金属物。

（四）厂高变或启备变 6kV 分支 PT 电压回路断线

在本小节内，暂规定向机组 6kV 母线供电的电源称为供电电源，另外一个电源称为后备电源。

1. 6kV 后备电源发生 PT 电压回路断线

（1）现象

1) 厂用快切装置被闭锁，DCS 来“出口闭锁”、“后备失电”信号，装置面板上“闭锁”灯亮。

2) 若供电电源为厂高变，则 DCS 上“6kV 备用进线电压 A-C”显示 A、C 相间电压降低（最低为相电压；若断线在 B 相，则“6kV 备用进线电压 A-C”显示正常）。

3) 若供电电源为启备变，则 DCS 上“6kV 工作进线电压 A-C”显示 A、C 相间电压降低（最低为相电压；若断线在 B 相，则“6kV 工作进线电压 A-C”显示正常）。

4) 若启备变低压侧分支 PT 断线，则启备变保护屏上“TV 异常”灯亮。

（2）处理

1) 联系维修人员，让其将厂用快切装置的“后备失电闭锁”功能退出；在退出此功能后，复归快切装置信号和集控信号，重新投入快切装置运行。在此期间，做好供电电源跳闸，后备电源不能自动投入的事故预想。

2) 将已断线的 PT 停电。检查 PT 高、低压侧交流熔断器是否熔断，若有熔断，更换熔断器。若熔断器完好，则通知检修人员对其回路做进一步的检查处理。

3) 处理好断线故障后，PT 送电，通知维修人员投入厂用快切装置的“后备失电闭锁”功能。

4) 复归厂用快切装置和集控报警信号。

2. 6kV 供电电源发生 PT 电压回路断线

（1）现象

1) 厂用快切装置被闭锁，DCS 来“出口闭锁”信号，装置面板上“闭锁”灯亮。

2) 若供电电源为厂高变，则 DCS 上“6kV 工作进线电压 A-C”显示 A、C 相间电压降低（最低为相电压；若断线在 B 相，则“6kV 工作进线电压 A-C”显示正常）。

3) 若供电电源为启备变，则 DCS 上“6kV 备用进线电压 A-C”显示 A、C 相间电压降低（最低为相电压；若断线在 B 相，则“6kV 备用进线电压 A-C”显示正常）。

4) 若启备变低压侧分支 PT 断线，则启备变保护 A/B 屏上“TV 异常”灯亮。

（2）处理

1) 将已断线的 PT 停电。检查 PT 高、低压侧交流熔断器是否熔断，若有熔断，更换熔断器。若熔断器完好，则通知检修人员对其回路进一步进行检查处理。

2) 处理好断线故障后，PT 送电，复归厂用快切装置和集控报警信号。

(五) 6kV 母线故障导致失压

1. 现象

- 1) 集控室来报警信号。
- 2) 厂用电源进线工作开关跳闸, DCS 上来“断路器跳闸”信号, 6kV 母线电压及工作电流指示为零。

3) 低电压保护动作, 带有低电压保护的辅机跳闸, DCS 来“低电压保护回路 0.5s 动作”以及“低电压保护回路 9s 动作”信号。

4) 厂高变低压侧速断保护、低压侧过电流保护动作 (6kV 母线由厂高变供电); 或是启备变低压侧速断保护、低压侧过电流保护动作 (6kV 母线由启备变供电)。

5) 快切装置被闭锁, DCS 来“装置闭锁”信号, 装置面板上“闭锁”灯亮。

6) 柴油发电机自动起动。

2. 处理

- 1) 检查柴油机运行情况, 保安段电源开关是否切换, 确保保安段负载供电。
- 2) 断开失压的机组 6kV 母线上所有未断开的开关。
- 3) 将受此 6kV 母线失压影响的 380V 机组公用段、化水段、厂前公用段的负载转移至另一段运行。
- 4) 分析并查找故障点, 测量母线绝缘, 并通知维修处理, 尽快恢复供电。

注意: 由于 380V 机组公用段上带有许多机组重要的公用负载 (如闭式冷却水泵以及空压机), 若 #1、#2 机组 6kV 母线失电, 应着重处理 380V 机组公用段上的负载以及电源取自 380V 机组公用段上其他重要母线失电情况。

(六) 误断机组 6kV 母线工作电源开关导致 6kV 短时母线失压

1. 现象

- 1) 集控室来报警信号。
- 2) 厂用电源进线工作开关跳闸, DCS 上来“断路器跳闸”信号。
- 3) 厂用快切装置动作, 装置面板上“闭锁”灯亮, DCS 来“装置闭锁”信号。
- 4) 备用电源开关合闸, 6kV 母线切换到备用电源供电, DCS 上来“断路器合闸”信号。

2. 处理

- 1) 对跳开开关和合闸开关进行检查。
- 2) 确认属误断开关引起失压, 则复归快切装置信号, 做好记录, 将 6kV 负载切回原方式供电。

注意: 为防止误切机组 6kV 母线工作电源开关, 启备变分之开关操作画面中的“INTERLOCK ON”应设为投入。

(七) 机组工作变 (A 变或 B 变) 运行中跳闸

1. 现象

- 1) 集控室来报警信号。
- 2) 跳闸变压器所接 380V 机组工作段进线电源开关跳闸, 工作段母线电压显示为零, DCS 上来“6kV 断路器跳闸”、“380V 断路器分闸状态”信号, 跳闸变压器电流显示为零。
- 3) 机组工作变保护动作, DCS 来“低压厂变保护动作”信号。

4) 跳闸变压器所接 380V 机组工作段低电压保护动作, DCS 来“低电压保护 0.5s 动作”以及“低电压保护 9s 动作”信号。

5) 跳闸变压器 6kV 开关柜上的 Wdz 系列计算机综合测控装置面板上“动作”灯点亮, 开关跳闸。

6) 保安段电源进线开关切换, 保安段自动转移至另一段机组工作段母线供电。

2. 处理

1) 若机组在运行, 应检查已跳闸的工作母线上所带的重要马达(如真空泵、再循环泵)是否已自动切换为备用马达运行。

2) 若机组已跳闸, 检查保安段电源和负载情况, 若保安段两路正常电源失去而柴油机未自启动, 立即手动启动柴油机。

3) 检查由机组工作段或是保安段所属的双电源供电的负载母线(GT/ST EMCC 段、GT/ST MCC 段、机组工作 MCC 段、汽机热力配电段、锅炉热力配电段以及公用热力配电段)的电源开关是否正常切换。

4) 断开跳闸变压器所接 380V 机组工作段未跳开的开关。

5) 对变压器本体及其引出线进行全面检查, 同时测量此变压器低压侧的母线绝缘, 并通知维修人员进行进一步故障查找和处理; 若母线绝缘测量合格, 则合上两段母线的联络开关, 将失压段负载倒至另一台厂用低变供电。

(八) 机组公用变(A 变或 B 变)、厂区公用变(A 变或 B 变)、化水变(A 变或 B 变)运行中跳闸

1. 现象

1) 集控室来报警信号。

2) 跳闸变压器所接 380V 母线进线电源开关跳闸, 母线电压显示为零, DCS 上来“6kV 断路器跳闸”、“380V 断路器分闸状态”信号, 跳闸变压器电流显示为零。

3) 若是机组公用变跳闸, DCS 来“机组公用变保护动作”信号, 机组公用段显示电压为零; 若是厂前公用变跳闸, DCS 来“厂前公用变保护动作”信号; 若是化水变跳闸, DCS 来“化水变保护动作”信号。

4) 若是机组公用变跳闸, 其低压侧 380V 母线低电压保护动作, DCS 来“低电压保护 0.5s 动作”以及“低电压保护 9s 动作”信号。

5) 跳闸变压器 6kV 开关柜上的 Wdz 系列计算机综合测控装置面板上“动作”灯点亮。

2. 处理

1) 断开跳闸变压器所接 380V 机组工作段/380V 化水段/380V 厂区公用段未跳开的开关。

2) 若机组公用变跳闸, 应重点检查已失电的公用段上所带重要马达(如闭式冷却水泵以及空压机)是否已正常切换, 否则手动启动其备用马达运行。

3) 检查失压 380V 段所属的双电源供电的负载母线的电源开关是否正常切换。

4) 对变压器本体及其引出线进行全面检查, 同时测量此变压器低压侧的母线绝缘, 并通知维修人员进行进一步故障查找和处理。

5) 若测量母线绝缘良好, 则合上母线分段联络开关, 将失压段负载倒至另一台厂用低变供电。

(九) 6kV 开关控制回路断线**1. 现象**

1) 若是 6kV 变压器电源开关控制回路断线, 则 DCS 来“6kV 开关异常及控制电源消失”信号。

2) 若是 6kV 厂用电机开关控制回路断线, 则 DCS 来“控制电源消失”信号。

3) 6kV 开关各间隔配电柜上 WDW 系列计算机综合测控装置面板上“告警”灯亮。

2. 处理

1) 若只有现象 (1) 或 (2), 则报警是开关机构故障引起, 联系维修人员处理。

2) 若现象 (1) 和 (3) 或是现象 (2)、(3) 均有, 则检查开关控制回路断路器 F1 是否跳闸或接触是否良好, 重新合上断路器, 复归 WDW 系列计算机综合测控装置面板上“告警”信号。若故障依然存在, 则联系维修人员处理。

(十) 6kV 变压器 WDW 系列计算机综合测控装置故障**1. 现象**

1) 若是机组工作变 WDW 系列计算机综合测控装置故障, DCS 来“低压厂变保护告警”信号; 若是机组公用变 WDW 系列计算机综合测控装置故障, DCS 来“机组公用变保护告警”信号; 若是厂区公用变 WDW 系列计算机综合测控装置故障, DCS 来“厂区公用变保护告警”信号; 若是化水变 WDW 系列计算机综合测控装置故障, DCS 来“化水变保护告警”信号。

2) 相应 6kV 开关柜上 WDW 系列计算机综合测控装置面板上“告警”灯亮。

2. 处理

联系维修人员处理, 做好转移负载及停电检修的准备。

(十一) 6kV 电动机 WDW 系列计算机综合测控装置故障**1. 现象**

1) DCS 来“保护装置故障”信号。

2) 相应 6kV 电机开关柜上 WDW 系列微机综合测控装置面板上“告警”灯亮。

2. 处理

联系维修人员处理, 做好转移负载及停电检修的准备。

(十二) 380V 机组工作段、保安段、机组公用段母线 PT 电压回路断线**1. 现象**

1) 集控室来报警信号。

2) DCS 来“380PT 电压回路断线”信号。

3) 断线 PT 所接 380V 母线电压可能显示为 220V 左右或更低。

2. 处理

1) 根据 (2)、(3) 判断断线相; 若断线为 A、C 相, 则母线电压显示为 220V 左右或更低; 若断线为 B 相, 则母线电压显示正常, 只有现象 (2)。

2) 将该段母线上有连接片的开关柜上的连接片断开。

3) 将 PT 停电, 检查 PT 一、二次交流熔断器是否熔断, 若有熔断, 则更换熔断器。

4) 将 PT 送电。

5) 检查 PT 二次电压正常, 合上低电压保护直流断路器。

6) 若“380PT 电压回路断线”报警信号复归, 将该段母线上有连接片的开关柜上的连接片送上。

7) 若非熔断器引起的 PT 电压回路断线, 则联系维修人员处理。

(十三) 380V 机组工作段、保安段、机组公用段母线低电压保护回路断线

1. 现象

1) 集控室来报警信号。

2) DCS 上来“380V 低电压保护回路断线”信号。

2. 处理

1) 将该段母线上有连接片的开关柜上的连接片断开。

2) 将 PT 停电。

3) 检查低电压保护直流断路器是否跳闸, 若跳闸, 则重新合上, 复归信号。如果合上后又跳闸, 通知维修处理。

4) 若低电压保护直流断路器运行良好且电源正常, 则可判断为低电压保护回路断线故障, 立即联系维修人员处理。

5) 将 PT 送电。

6) 检查无异常后, 将该段母线上有连接片的开关柜上的连接片送上。

第八节 运行经验分享

一、6kV 接地故障的处理实例

事件经过:

某厂#1 机组正常运行中, DCS 发“机组 6kV 母线接地故障”、“机组 6kV 母线 PT 直流回路断线或消谐装置故障报警”, DCS 显示#1 机 6kV 的 A、B、C 相电压分别约为 1500V、4850V、4850V, 发变组保护屏及快切装置均无异常报警。

原因分析:

经检查, 在#1 机组 B 循环水泵电机开关的计算机综合保护装置面板上找到接地报警信息, 停运#1 机组 B 循环水泵后, #1 机 6kV 三相电压恢复正常。后经检修人员进一步检查发现#1 机组 B 循环水泵电机绕组接头处有烧焦, 有接地现象。

结论:

1) 6kV 母线单相接地, 接地相电压为零, 其余两相电压升高为线电压, 中性点电压升高为相电压。6kV 母线 PT 一次熔断器熔断, 断线相的电压降低, 其余两相电压指示升高, 但不会发 PT 断线报警; 6KV 母线 PT 二次熔断器熔断, 断线相电压为零, 其余两相电压指示不变, 并发 PT 断线报警。

2) 对于 6kV 高阻接地系统, 单相接地连续运行时间不得超过 2h, 发生故障后应尽快找出接地故障设备。

3) 建议每一个 6kV 设备的开关柜上应装设计算机综合保护装置, 该装置应具备检测该设备支路接地故障的功能, 以缩短查找接地故障的时间。

二、热力配电段失电可能引起热控保护动作

事件经过：

某电厂在给#1 机组汽机热力配电段的某负载送电时，发生#1 机组汽机热力配电段失电。

原因分析：

#1 机组汽机热力配电段负载开关为抽屉式开关，其上负载均为电动门。电动门负载开关设计有两个使电动头正反转的接触器。由于开关结构设计缺陷，需要先合上断路器，才能将开关推至工作位。若在推开关时用力过大，抽屉式开关从运动到突然停止，可能会使两个正反转的接触器同时闭合，这样会引起负载开关相间短路故障，#1 机组汽机热力配电段失电。事故发生后，电厂方面认真分析找到了原因，并对电厂内所有的热力配电段开关进行了全面改造。

结论：

- 1) 热力配电段失电后，可能引起热控保护动作，导致部分水泵跳闸，威胁机组安全。
- 2) 针对汽机热力配电段开关结构设计缺陷进行改造，加装开关柜外部操作把手，实现机械闭锁，在断路器断开的情况下将开关送到工作位或拉至隔离位，这样就能避免在给开关停送电过程中再次发生相间短路故障。
- 3) 抽屉式开关的设计必须是在断开开关后方可进行停送电操作。

三、电气开关切忌野蛮操作

电气开关有时候会发生操作机构卡涩或者无法操作的情况，这种情况一般由以下两个方面引起：①开关的机械结构变形；②操作过程错误导致开关本身的机械五防闭锁起作用。如果这种时候，运行人员野蛮操作，可能造成严重后果。第一种情况可能会造成开关本体损坏变形，严重的可能造成开关相间短路，引起母线失电。第二种情况也可能造成机械五防闭锁损坏，严重的可能造成开关爆炸或者电气设备损坏。因此，当电气开关发生操作机构卡涩或者无法操作的情况，首先联系其他运行操作人员一起检查操作过程是否有误，切忌野蛮操作。如无法确定问题，应及时联系检修人员处理。

四、柴油发电机蓄电池老化导致柴油发电机起动失败

事件经过：

某厂做柴油发电机空载和带载试验时，发现柴油发电机就地起动失败，经检修人员检查后确认是柴油发电机蓄电池老化，起动容量不够。

原因分析：

由于蓄电池老化容量不足，造成柴油发电机起动失败，机组 380V 保安段失去备用电源。

结论：

- 1) 蓄电池是柴油发电机的重要起动电源，平时应注意柴油发电机蓄电池的浮充状态检查，定期进行蓄电池的充放电实验，保证柴油发电机的可靠性。
- 2) 柴油发电机空载和带载试验是检查柴油发电机是否能够正常起动运行的定期试验，在日常工作中应严格按照要求执行柴油发电机的各类定期试验，发现异常情况应及时联系检修人员处理，确保柴油发电机良好的备用状态。

第十一章 变频器

第一节 变频器介绍

一、变频器的工作原理

变频器是利用电力半导体器件的通断作用把电压、频率固定不变的交流电变成另一频率电能的装置。

现在使用的变频器均采用交—直—交方式变频，先把工频交流电源通过整流器转换成直流电源，然后再把直流电源转换成频率、电压均可控制的交流电源以供给电动机。

二、变频器的基本组成

变频器主要是由整流器、储能滤波回路、逆变器和控制回路组成的，如图 11-1 所示。

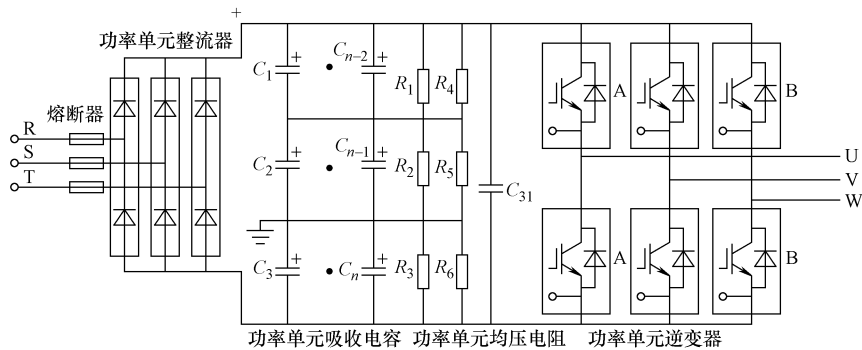


图 11-1 变频器接线图

1. 整流回路：将交流电转换为直流电，应用最多的是三相桥式整流电路。分为不可控整流和可控整流电路。
2. 滤波回路：对整流回路输出的脉动直流电压进行滤波。
3. 逆变回路：将直流电转换为交流电，应用最多的也是三相桥式逆变电路。
4. 控制回路：由运算电路、检测电路、控制信号输入/输出电路和驱动电路组成。主要任务是完成对逆变器的开关控制，对整流器的电压控制以及完成各种保护功能等。目前变频器基本采用计算机来进行全数字控制，采用尽可能简单的硬件电路，靠软件来完成各种功能。

三、变频器的主要类型

（一）按变换的环节分类

1. 交—直—交变频器，则是先把工频交流电通过整流器变成直流电，然后再把直流电

变换成频率电压可调的交流电，又称间接式变频器，是目前广泛应用的通用型变频器。

2. 可分为交—交变频器，即将工频交流电直接变换成频率电压可调的交流电，又称直接式变频器。

(二) 按直流电源性质分类

1. 电压型变频器

电压型变频器特点是中间直流环节的储能元件采用大电容，负载的无功功率将由它来缓冲，直流电压比较平稳，直流电源内阻较小，相当于电压源，故称电压型变频器，常用于负载电压变化较大的场合。

2. 电流型变频器

电流型变频器特点是中间直流环节采用大电感作为储能环节，缓冲无功功率，即扼制电流的变化，使电压接近正弦波，由于该直流内阻较大，故称电流型变频器。电流型变频器的特点是能扼制负载电流频繁而急剧的变化，常用于负载电流变化较大的场合。

(三) 按变频器调压方法

1. 脉冲幅度调制 (Pulse Amplitude Modulation, 简称 PAM) 变频器是按一定规律改变脉冲列的脉冲幅度，对电压源 U_d 或电流源 I_d 的幅值进行输出控制的调节方式。

2. 脉冲宽度调制 (Pulse Width Modulation, 简称 PWM) 变频器是按一定规律改变脉冲列的脉冲宽度，其等值电压为正弦波，波形较平滑。

(四) 按工作原理分

1. 可变电压、可变频率控制变频器 (VVVF 控制)

2. 转差频率控制变频器

3. 矢量控制变频器

(五) 单元串联型变频器

属于交—直—交类型的变频器。是当前高压变频主要形式之一，主要由输入移相变压器、功率模块和控制器三大部分组成。采用功率单元相互串联的办法解决了高压的难题，可直接驱动交流电动机，无需输出变压器，更不需要任何形式的滤波器。

(六) 按照用途分类

可以分为通用变频器、高性能专用变频器、高频变频器、单相变频器和三相变频器等。

此外，变频器还可以按电压性质分类；按控制方式分类；按主开关元器件分类；按输入电压高低分类等。

第二节 惠州 LNG 电厂应用的变频器介绍

以惠州 LNG 厂为例，该厂发电机组使用的变频器主要有两种，高压变频器采用了利德华福 HARSVERT-A06/075 型变频装置，使用单元串联多电平技术，属高一高电压源型变频器，主要由输入移相变压器、功率模块和控制器组成。低压变频器采用 ABB 公司 ACS800-04-0260-3 + P901 型变频器装置，主要包括整流装置、滤波装置、逆变装置、冷却风扇等。

一、高压变频器的结构组成

(一) 移相变压器

交流电源输入侧通过移相变压器给每个功率模块供电，移相变压器的副边绕组分为三组，根据电压等级和模块串联级数，一般由 24、30、42、48 脉冲系列等构成多级相叠加的整流方式，可以大大改善网侧的电流波形。使其负载下的网侧功率因数接近 1，无需任何功率因数补偿、谐波抑制装置。由于变压器副边绕组的独立性，使每个功率单元的主回路相对独立，类似常规低压变频器，便于采用现有的成熟技术。

(二) 功率模块

功率模块为基本的交—直—交单相逆变电路，整流侧为二极管三相全桥，通过对 IGBT 逆变桥进行正弦 PWM 控制，可得到单相交流输出。

每个功率模块结构及电气性能上完全一致，可以互换。功率模块电路结构如图 11-2 所示。

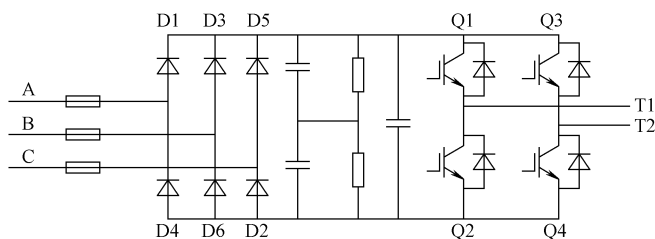


图 11-2 功率模块电路结构图

(三) 控制器

控制器由高速单片机处理器、人机操作界面和 PLC 共同构成。其中人机操作界面有三种配置：工控 PC 机界面、嵌入式工控机界面、标准操作面板界面。人机操作界面解决高压变频调速系统本身和用户现场接口的问题，可以实现远程监控和网络化控制。内置 PLC 则用于柜体内开关信号的逻辑处理，可以和用户现场灵活接口。

控制器与功率单元之间采用光纤通信技术，低压部分和高压部分完全可靠隔离，系统具有极高的安全性，同时具有很好的抗电磁干扰性能，可靠性大大提高。另外，控制电源掉电时，控制器可由配备的 UPS 继续供电（散热风机电源取自移相变压器）变频器可以继续运行。

(四) 输出侧

输出侧由每个单元的 U、V 输出端子相互串接而成星型联结给电动机供电，通过对每个单元的 PWM 波形进行重组，可得到阶梯正弦 PWM 波形。这种波形正弦度好， dv/dt 小，对电缆和电动机的绝缘无损坏，无需输出滤波器，就可以延长输出电缆长度，可直接用于普通电动机。同时，电动机的谐波损耗大大减少，消除负载机械轴承和叶片的振动。

当某一个功率模块出现故障时，通过控制使输出端子短路，可将此单元旁路退出系统，变频器可降额机械运行；由此可避免很多场合下停机造成的损失。

二、变频器的性能特点

(一) 起动方式

变频器具有正常起动和软起动两种方式。

1. 正常起动

变频器按正常方式起动后，变频器开环运行于设定频率，或者闭环于被控量的期望值。

2. 软起动

变频器起动后，不论用户设定的频率为多少，变频器都直接升速到系统参数中提供的电网投切频率，然后变频器封锁输出，给出“工频投切”指令，控制用户的电气切换连锁电路，将被软起动的电动机由变频器拖动切至工频电网运行。

(二) 运行方式

1. 闭环运行模式

在闭环运行模式下，用户可以设定并调节被控量（比如压力、温度等）的期望值，变频器将根据被控量的实际值，自动调节变频器的输出频率，控制电动机的转速，使被控量的实际值自动逼近期望值。

2. 开环运行模式

选择开环运行模式，变频器的运行频率由主界面或外部模拟信号直接给定。

(三) 控制方式

变频器控制方式有两种：就地本机控制和 DCS 系统远程控制。正常情况下，采用 DCS 起动控制方式。

三、冷却方式

变频器的发热部件主要是两部分：一是整流变压器；二是功率元件。功率元件的散热方式是关键。现代变频器一般采用空气冷却或者水冷。高压变频器采用厢式密闭冷却，使用空调冷却；低压变频器装在变频器柜内，每个变频器柜都安装有三台冷却风扇，当变频器运行时冷却风扇起动运行，变频器停止时冷却风扇停止。

高压变频器冷却装置配备两台压缩机，其中#1 压缩机为小功率，#2 压缩机为大功率；冷却装置在功率柜顶和变压器柜内的冷却器中各设置了两只独立的温度探头，冷却器起停的设定值分别如下表 11-1 所示。

表 11-1 冷却器起停的设定值

设备	工况	起动温度/℃	停运温度/℃	联起温度/℃
功率柜	高温季节	38	35	41
	低温季节	37	34	
变压器柜	高温季节	40	36	43
	低温季节	39	35	
	通风门开启温度：48℃			

第三节 变频器的运行与维护

一、变频器的正常运行方式

正常情况下，无论利德华福还是 ABB 公司的变频器均采用 DCS 起动控制方式。

(一) 高压变频器的几种状态

1. 待机状态：已合高压，未起动变频器，系统发出待机信号，可起动变频器；人机操作界面显示“系统待机”。
2. 运行状态：变频器已起动并运行；人机操作界面显示“正在运行”。
3. 停机状态：变频器处于非运行状态为系统停机状态。
4. 故障状态：系统存在故障，分为轻故障和重故障。轻故障报警，故障消除后自动复位；重故障跳闸停机，此种状态下高压开关无法合闸，需待重故障消除后，按复位按钮进行复位后方可合闸。
5. 本地/远程状态：通过变频器柜门上的选择开关进行切换。

(二) 旁路功能

- 1) 高压变频器配置旁路功能，变频器配备有进线隔离开关、出线隔离开关和旁路隔离开关。正常情况下，变频器采用主路运行，电动机可由变频器控制调速运行；但采用旁路运行时，电机可由高压开关直接起、停并进行保护，变频器可完全和电网脱离，便于维护与检修。
- 2) 低压变频器不具备旁路功能，电动机直接通过 380V 开关进行起、停控制。变频器需检修时，电动机也必须停运。

(三) 保护配置

变频装置有过电压、过电流、欠电压、断相、变频器过载、变频器过热、电动机过载等保护功能。

二、变频器正常运行时的监视和检查维护

(一) 高压变频器运行注意事项

- 1) 变频器控制柜送电前检查急停按钮，变频器有无报警信息。如有报警信息，需按柜门上的“系统复位”按钮，清除故障锁存；
- 2) 需要给变频器送电时，必须先送控制电源，变频器自检正常后给出“高压合闸允许”信号后，方可给变频器送高压电；
- 3) 需要切断变频器电源时，应先断高压电，再断控制电源；
- 4) 切断控制电源前，最好从工控机界面先将计算机关闭，防止在程序工作状态时直接切断计算机电源；
- 5) 切断控制电源后，要把 UPS 开关同时关掉，否则 UPS 过度放电将导致 UPS 损坏；
- 6) 不要用高压绝缘电阻表测量变频器的输出绝缘，这可能会使功率单元中的开关器件受损；
- 7) 电动机需要起动时，如果电动机刚停机不久，应确认电动机已经完全停转，否则容易引起变频器起动时单元过电压或者变频器过电流；

- 8) 现场控制系统只有在得到变频器的“系统待机”信号后,才能给变频器发启动指令,正常启动变频器;
- 9) 给变频器的启动指令必须在高压合闸 3s 后发出,持续时间应不小于 3s;
- 10) 要实现变频器正常停机,必须先给出变频器的停机或急停指令,不能直接断开高压真空开关。运行情况下直接断开高压真空开关,变频器将按电源故障(断相或欠压)处理。这时必须将变频器复位后方可重新开机,给操作带来不必要的麻烦;
- 11) 变频器控制电源掉电时不会停运,可以用 UPS 供电继续运行 30min;
- 12) 变频器控制柜操作面板:具备功能、参数设置、事件记录、报警信息、复位和停运变频器等功能。日常检查时,只要查看记录和报警即可;
- 13) 如遇严重故障或紧急情况时,拍下变频器柜门上“紧急停机”红色按钮,变频器直接跳掉高压侧的 6kV 开关;
- 14) 变频器操作面板上的“急停”按钮,不论系统处于“本机控制”、“远程控制”均在运行中有效;
- 15) 变频器运行过程中发出报警时,按控制柜门上的“报警解除”按钮可消除声光报警信号。之后再检查变频器操作面板上的显示信息,并及时采取相应措施;
- 16) 变频器运行过程中禁止触碰操作面板上“复位”按钮和控制柜门上的“系统复位”按钮;
- 17) 除非检修变频器控制回路或变频器内部设备,否则,禁止将变频器控制柜内的 220VAC 电源开关、220VDC 电源开关和变压器柜最左侧门内及环境控制系统电控柜内的冷却风机电源开关停电;
- 18) 变频器可以“复位”消除的故障通常为瞬间产生的严重故障信息;如果是轻故障则无法采用“复位”的方式消除,而是需要检修人员处理,虽不会导致设备无法送电或起机运行,但也应及时处理。无法“复位”的严重故障,则需要排除后再合闸;
- 19) 变频器出现轻故障时,虽然不会立即停机,但必须及时处理,否则会演变成重故障,导致停机。

(二) 低压变频器运行注意事项

- 1) 原则上不允许变频器长时间停置,如长时间停置,则必须由检修人员对变频器进行试验合格,且绝缘合格后才可重新启动运行。
- 2) 变频装置正常环境温度范围应控制在 0~40℃。
- 3) 变频器不允许频繁通电断电操作。
- 4) 变频柜内装有电加热器,可根据需要投退。变频器运行时本身会散发热量,建议运行时退出电加热器,对于备用的变频器(柜),可投入电加热器以防止设备结露。
- 5) 启动变频器运行后,应检查确认变频器柜风扇同时启动运行。
- 6) 因变频器就地设定了输出电流闭锁值和频率调节速率,所以不要在 DCS 上快速调大变频器输出设定值,以防变频器输出功率达不到正常设定值。
- 7) 变频泵测绝缘操作需拆下变频柜后盖板,一般情况下由检修人员执行。
- 8) 变频装置故障停机后,在故障消除复位后方可重新启动。

第四节 变频器的常见故障处理

变频器出现轻故障时,虽然不会立即停运变频器,但必须及时处理,否则会演变成重故

障，导致变频器停运。

变频器重故障就直接跳变频器，因此，出现变频器重故障后，应检查备用设备是否已自动起动，否则应手动起动。

1. 变压器过热，一般分为轻度过热和严重过热。轻度过热发出报警，严重发热变频器跳闸。

原因分析：

1) 环境温度过高：变频器内部由多个电子器件构成，工作时会产生大量的热量，若环境温度过高，会导致变频器内部元件温度过高；

2) 变频器通风不良：变频柜风道堵塞，散热不良；

3) 变频器冷却风扇故障；

4) 变频器与电动机容量不匹配，负载过重；

5) 温度探头断路或温控仪故障造成误报；

6) 变频器内接线接触不良，造成发热量增大。

处理方法：

1) 确认环境温度是否过高；

2) 确认是否误报；

3) 检查变压器柜的风扇是否停运，检查环境控制柜是否有空开跳闸；

4) 若短时处理不了，应转到备用设备运行，停运变频装置；

5) 若是容量匹配问题，应减小负载或增加变频器的容量；

6) 若是变频器内接线接触不良，应转到备用设备运行，停运变频装置，待检修处理后再起动。

2. 变频器过电流

原因分析：

1) 电源电压过高；

2) 变频器输出短路；

3) 载波频率设置过高；

4) 起动加速时间太短；

5) 变频器和电动机容量不匹配；

6) 变频器电源侧断相或电动机接地故障；

7) 电流检测元件故障。

处理方法：

1) 若是由起动时间太短引起的，联系检修人员延长变频器的加速时间；

2) 若是容量匹配问题，应减小负载或增加变频器的容量；

3) 若是某一特定速度时突然过电流，则可能是机械共振引起的；

4) 检查变频器电源及输出回路，测量电动机是否存在接地；

5) 若只是测量元件故障引起的，联系检修人员更换相关测量元件。

3. 变频运行时，电动机振动过大

原因分析：

1) 电动机机械设备的螺丝有松动，固有振荡频率有改变；

2) 变频器三相输入不平衡。

处理方法：

- 1) 检查电动机是否有松动，紧固螺丝；
- 2) 确认变频器输入是否异常；
- 3) 确认变频器的工作频率是否设定过低，造成运行工况不稳定。

第五节 运行经验分享

一、功率模块故障造成#1 机凝结水泵 A 变频装置跳闸

事件经过：

某电厂#1 机凝结水泵 A 变频运行中跳闸，凝结水泵 B 未联锁起动，运行人员手动起动#1 机凝结水泵 B 维持机组运行。检查#1 机凝结水泵 A 就地变频控制柜有“重故障告警，C5 模块过热”报警，但 DCS 只收到变频器轻故障信号，未收到重故障信号。

原因分析：

功率单元过热是由布置在功率元件 IGBT 旁的散热器上检测出来的，过热的原因有以下几种情况：功率单元柜冷却系统故障、进气滤网堵塞、温度测量回路故障、功率元件老化、功率元件超载、控制模块故障等。本次故障已经排除了功率单元柜进气滤网堵塞和冷却器故障的情况，初步判断为功率模块故障，更换后运行正常。

同时检查#1 机凝结水泵 A 变频装置重故障告警信号回路，发现该回路报警信号小且熔断器已熔断，导致 DCS 未能收到“重故障告警”信号，致使#1 机凝结水泵 B 未能联锁起动。

结论：

- 1) 变频装置在运行时发热量比较大，对冷却系统要求高，要保证变频器室内冷却空调的工作正常，应定期清理功率柜的滤网；
- 2) 针对本次事件，建议定期检查报警信号回路小熔断器。
- 3) 建议在 DCS 逻辑里增加凝结水泵 B 的联起条件，即使 DCS 收不到重故障告警信号，B 凝结水泵也可通过别的条件（如凝结水泵 A 开关位置）来联起。

二、集装箱式变频室冷却系统

事件经过：

某电厂凝结水泵的变频器属于改造项目，鉴于现场没有空间装设，因而采用了户外集装箱式安置变频器，在结构设计方面，户外集装箱式高压变频器的特点为：除了高压变频装置的控制器、功率单元、移相变压器外，将隔离开关柜、冷却系统和消防系统统一安装在一个集装箱内，使之具备整体移动能力。考虑集装箱空间有限，季节温差、昼夜温差加上变频器在运行过程中有很大的发热量使屏柜布置和散热系统成为了其设计的重点。

结论：

- 1) 变频器室的箱体和顶部采用保温板进行隔热处理，保温板由保温效果良好的岩棉和聚苯组成。
- 2) 采用空调通风一体化的冷却方案。变频器专用空调压缩机一用一备、自动轮换运

行。针对夏季工况和冬季工况的不同，设计两套控制模式，可人为手动进行“高温季节”和“低温季节”两种模式的切换。

- 3) 变频器室配封闭强迫风冷系统，操作人员可随时了解变频器运行温度。
- 4) 温度保护采用温度控制器，可以通过设定控制器来实现超温报警和超温跳闸功能。
- 5) 对于厂房不具备扩建条件的变频改造项目，可采用这类型的集装箱。

三、节能改造设计思路

1) 变频改造中，最低给定频率的设定问题。频率低，电动机起动电流小，起动力矩小，电动机可能无法起动；频率过高，起动电流大，节能效果下降。因此最低给定频率需要反复试验，才能得出一个理想的经验值。

2) 鉴于售后服务的及时性、重要性，在设备选型时宜优先考虑中外合资或国产成套的产品，选用单元模块多电平串联变频器，主要部件（如整流管、逆变管）应选用应用成熟的进口元件；

3) 在节能降耗过程中，首先要考虑的问题是安全裕度，绝不能牺牲安全来争取节能；

4) 对于两班制运行机组，节能重点应关注机组停运后仍需运行的辅助设备。

5) 变频器所带来的谐波污染可能会对厂用电造成影响，在设备设计选型时应考虑这方面的问题。

参考文献

- [1] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [2] 中华人民共和国电力行业标准-电力变压器运行规程.
- [3] 南网总调《关于明确 220kV 及以上系统变压器开关失灵联跳各侧回路有关反措要求》.
- [4] 陈世元, 程小华, 杨向宇. 电机学 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [5] 王兆安, 黄俊. 电力电子技术 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2002.
- [6] 陈化钢. 电力设备异常运行及事故处理 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 1998.
- [7] 李崇坚. 交流同步电机调速系统 [M]. 北京: 科学出版社, 2006.
- [8] MITSUBISHI. LOGIC DIAGRAM OF CHANGEOVER LOGIC PANEL MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION [P]. Japan.
- [9] MITSUBISHI. STATIC FREQUENCY CONVERTER MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION [P]. Japan.
- [10] 《火力发电职业技能培训教材》编委会. 电气设备运行 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [11] 胡志光. 火电厂电气设备及运行技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2011.
- [12] 电力行业职业技能鉴定指导中心. 11-032 职业技能鉴定指导书 电气值班员 [M]. 2 版. 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [13] 吕汀, 石红梅. 变频技术原理与应用 [M]. 2 版. 北京: 机械工业出版社, 2007.
- [14] 北京利德华福电气技术有限公司. HARSVERT 系列高压变频调速系统产品手册 [M] (2010.11).
- [15] 北京 ABB 电气传动系统有限公司. ACS800 标准控制程序 7.X 固件手册 [M].
- [16] GB/T 7409.3—2007, 同步电机励磁系统大、中型同步励磁系统技术要求 [S]. 2007.
- [17] DL/T 650—1998, 大型汽轮发电机自并励静止励磁系统技术条件 [S]. 1998.
- [18] ABB Industrie AG. ABB UNITROL 5000 用户指南 (2000 年版本) [M]. 2000.
- [19] 东方电机股份有限公司. QFR-400-2-20 型汽轮发电机结构说明书. 2005.
- [20] 水利电力部西北电力设计院. 电力工程电气设计手册 (电气一次部分) [M]. 北京: 水利电力出版社, 1989.
- [21] 李宏任. 实用继电保护 [M]. 北京: 机械工业出版社, 2002.
- [22] 熊为群, 陶然. 继电保护自动装置及二次回路 [M]. 2 版. 北京: 水利电力出版社, 1989.
- [23] 许正亚. 电力系统安全自动装置 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2006.
- [24] 孟凡钟. 真空断路器实用技术 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2009.
- [25] 深圳南京自动化研究所. BP-2B 微机母线保护装置技术说明书. V1.03.
- [26] 北京四方继保自动化股份有限公司. CSC-316B 数字式变压器保护装置说明书. 2005.
- [27] 许继电气保护及自动化事业部. WFB-800 微机发电机变压器组成套保护装置技术说明书. 2003.
- [28] 深圳正昌时代电源系统有限公司. GTSI 型 UPS 技术使用说明书.

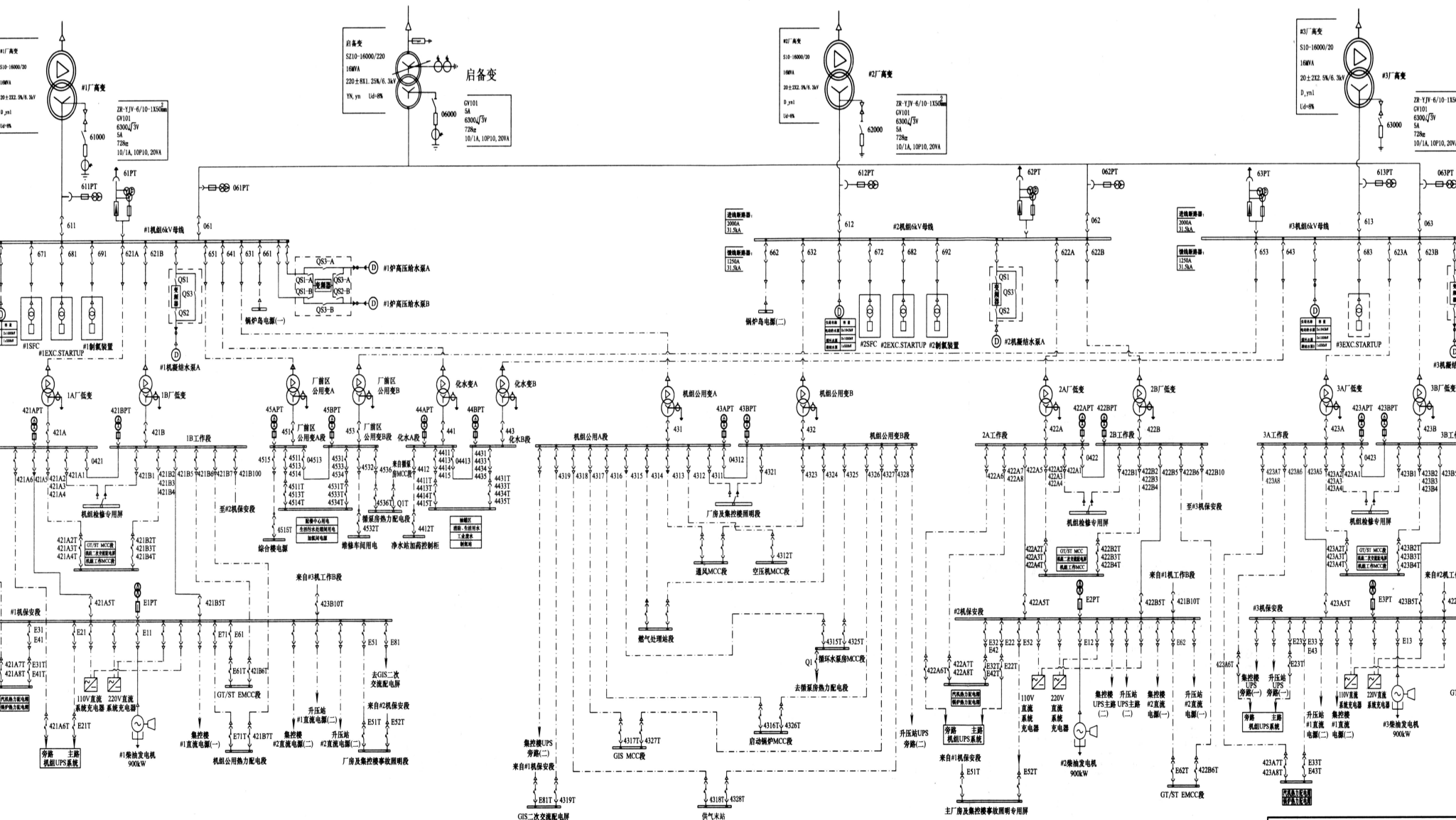


图 10-26 厂用电原理接线图 (原图)

广东惠州天然气发电有限公司	
批准	厂用电原理接线
审核	
制图	
A版	修订时间 2012年12月 参考图号 F1501S

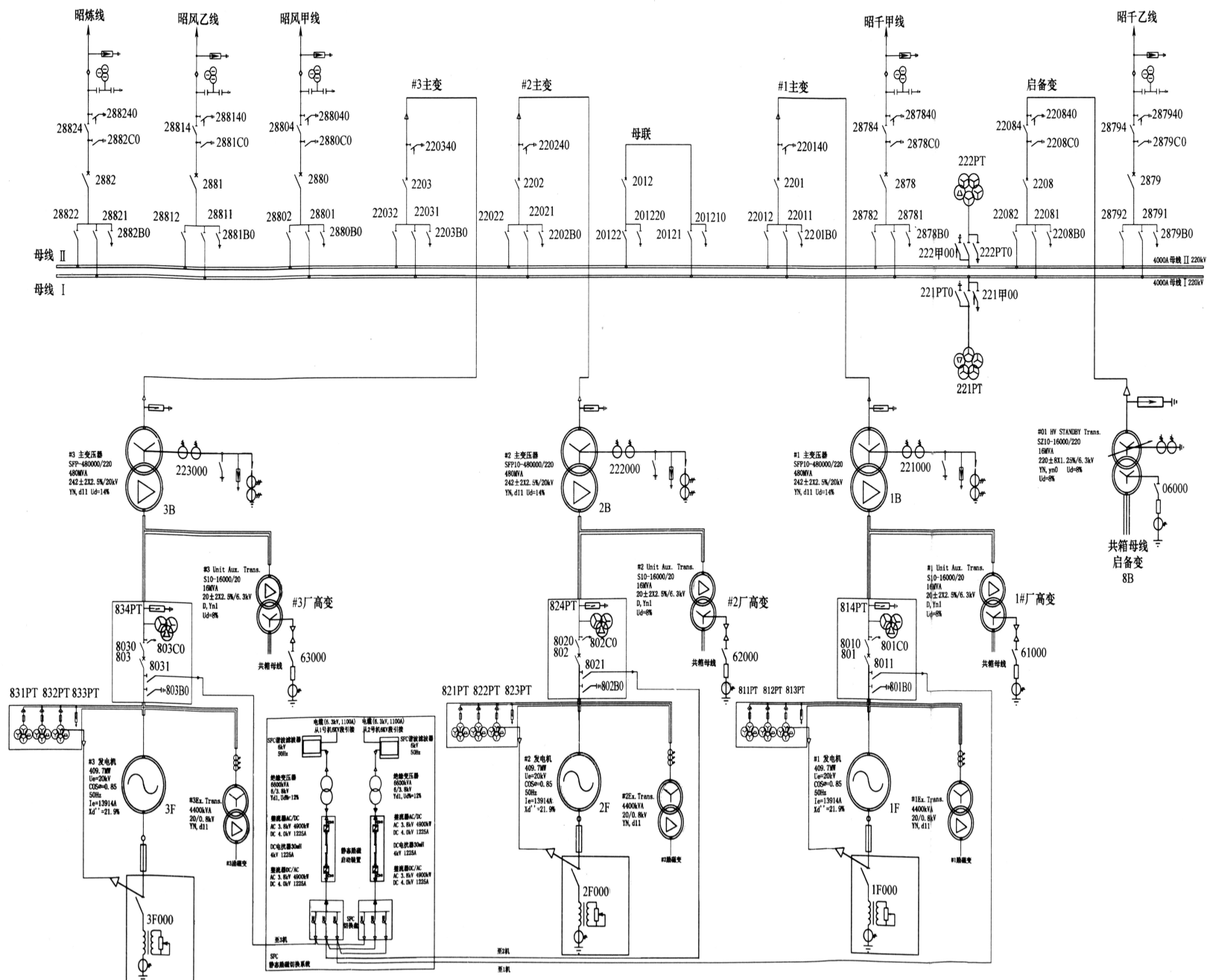


图 6-1 惠州 LNG 电厂电气主接线图

大型燃气-蒸汽联合循环发电设备与运行：

○ 机务分册

● 电气分册

地址：北京市百万庄大街22号

邮政编码：100037

电话服务

社服务中心：010-88361066

销售一部：010-68326294

销售二部：010-88379649

读者购书热线：010-88379203

网络服务

教材网：<http://www.cmpedu.com>

机工官网：<http://www.cmpbook.com>

机工官博：<http://weibo.com/cmp1952>

封面无防伪标均为盗版

上架指导 工业技术 / 电力技术

ISBN 978-7-111-42242-6

策划编辑◎江婧婧

ISBN 978-7-111-42242-6



9 787111 422426 >

定价：49.50元